

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická
Katedra elektroenergetiky



Přenosová vedení pro systémy HVDC
HVDC Transmissions Lines

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE
BACHELOR'S THESIS

Vypracoval: Radek Wipplinger

Vedoucí práce: doc. Ing. Radek Procházka, Ph.D.

Praha, 2022

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Wiplinger** Jméno: **Radek** Osobní číslo: **491913**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra elektroenergetiky**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Specializace: **Aplikovaná elektrotechnika**

II. ÚDAJE K BAKALÁŘSKÉ PRÁCI

Název bakalářské práce:

Přenosová vedení pro systémy HVDC

Název bakalářské práce anglicky:

HVDC Transmission Lines

Pokyny pro vypracování:

1. Popis přenosových systémů stejnosměrných přenosů a současných trendů v této oblasti
2. Základní prvky přenosových prvků používaných při stejnosměrných přenosech (měniče, transformátory, vypínače, vedení, apod.)
3. Technické zhodnocení možných variant konkrétního stejnosměrného přenosového vedení

Seznam doporučené literatury:

1. Giovanni Mazzanti; Massimo Marzino, Extruded Cables for High-Voltage Direct-Current Transmission: Advances in Research and Development, Wiley-IEEE Press, 2013
2. HVDC Grids: For Offshore and Supergrid of the Future, Wiley-IEEE Press 2016

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) bakalářské práce:

doc. Ing. Radek Procházka, Ph.D. katedra elektrotechnologie FEL

Jméno a pracoviště druhé(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) bakalářské práce:

Datum zadání bakalářské práce: **11.02.2022** Termín odevzdání bakalářské práce: **20.05.2022**

Platnost zadání bakalářské práce: **30.09.2023**

doc. Ing. Radek Procházka, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) práce

doc. Ing. Zdeněk Müller, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Mgr. Petr Páta, Ph.D.
podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Student bere na vědomí, že je povinen vypracovat bakalářskou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací. Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v bakalářské práci.

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Čestné prohlášení

Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracoval samostatně a že jsem uvedl veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.

V Praze, dne

.....

Podpis autora

Poděkování

Rád bych poděkoval svému vedoucímu práce, panu doc. Ing. Radku Procházkovi, Ph.D., za věnovaný čas, trpělivost a poskytnutí věcných rad a připomínek při vedení bakalářské práce.

Abstrakt

Tato bakalářská práce si klade za cíl poskytnout základní přehled HVDC systémů, které jsou v současnosti celosvětově využívány a jejich srovnání se systémy HVAC. Práce dále uvádí nejčastější topologie, ve kterých jsou HVDC systémy realizovány a následně popisuje základní prvky, ze kterých se tyto systémy typicky skládají. V závěru práce je provedeno technické zhodnocení variant provedení vzorového kabelového vedení na základě tepelných vlastností různých kabelových typů.

Klíčová slova: HVDC, přenosová vedení, měnič, konfigurace, monopolární, bipolární, XLPE kabely, MI kabely, tepelná analýza, tepelné ztráty

Abstract

The purpose of this bachelor's thesis is to introduce the high-voltage direct-current (HVDC) systems that are currently used worldwide, as well as their comparison with HVAC systems. The most commonly applied HVDC topologies are also described together with the main components of which HVDC systems typically consist. At the end of the thesis, a technical evaluation of a model HVDC cable system is provided based on the thermal design of different cable types.

Key words: HVDC, transmission lines, converter, configuration, monopolar, bipolar, XLPE cables, MI cables, thermal analysis, thermal power losses

Obsah

Úvod	1
1 Představení HVDC přenosu	2
1.1 Historie	2
1.2 Současnost	2
1.3 Srovnání s HVAC systémy	3
2 Konfigurace HVDC systémů	5
2.1 Monopolární	5
2.1.1 Asymetrický monopol	5
2.1.2 Symetrický monopol	6
2.2 Bipolární	6
2.3 Zapojení „nulové“ délky (Back To Back)	7
2.4 Víceterminálové (Multiterminal)	8
3 Základní prvky HVDC systémů	9
3.1 Měniče	9
3.1.1 Měniče s vnější komutací CSC (Current Source Converters)	9
3.1.2 Měniče s vlastní komutací VSC (Voltage Source Converters)	11
3.2 Měničové transformátory	12
3.3 Vyhlažovací tlumivky	14
3.4 Filtry vyšších harmonických	15
3.4.1 Pasivní filtry	15
3.4.2 Aktivní filtry	16
3.5 Nadzemní vedení (OHL)	17
3.5.1 Stožáry	17
3.5.2 Typy vodičů	18
3.6 Podzemní a podmořská kabelová vedení	19
3.6.1 Rozdíl mezi kabelovým HVAC a HVDC přenosem	19
3.6.2 Typická konstrukce kabelů	20
3.6.3 Prostorový náboj	22
3.7 Ochrana HVDC vedení, vypínače	23
3.7.1 Elektromechanický vypínač	23
3.7.2 Polovodičový vypínač	24
3.7.3 Hybridní vypínač	24
4 Technické zhodnocení variant vzorového HVDC vedení	26
4.1 Základní technické specifikace	26
4.1.1 Volba měniče a jeho vliv na kabelové vedení	26
4.1.2 Kabelové vedení	27
4.2 Typy kabelů pro HVDC přenos	28
4.2.1 Kabely s izolací z masivně impregnovaného papíru (MI)	28
4.2.2 Kabely s izolací z polypropylenu a papírového laminátu (PPL)	29
4.2.3 Kabely s izolací ze zesíťovaného polyethylenu (XLPE)	30
4.2.4 Kabely s izolací z termoplastického elastomeru (HPTE)	30
4.3 Tepelná analýza kabelového vedení	31
4.3.1 Vztahy pro výpočet	33
4.3.2 Kabelové modely	34
4.3.3 Způsob uložení	35
4.3.4 Monopolární konfigurace	36

4.3.5	Bipolární konfigurace	37
	Závěr	38
	Seznam obrázků	39
	Seznam tabulek	40
	Literatura	41

Úvod

Přenosem elektrické energie obecně rozumíme její transport z místa výroby do místa spotřeby. Z pohledu elektroenergetiky zastává tuto funkci přenosová soustava, která tvoří kritickou část celé elektrické infrastruktury, neboť veškerý vyrobený nebo koupený výkon přenáší do míst, kde představuje zdroj energie pro zbytek soustavy, tj. zejména soustavy distribuční. Z tohoto důvodu jsou na přenos elektrické energie kladeny vysoké požadavky z hlediska schopnosti přenášet dostatečný výkon o požadované kvalitě, stabilitě a bezpečnosti. V současné době je věnována větší pozornost i šetrnosti k životnímu prostředí. Výše spojené podmínky jsou navíc pochopitelně spojeny i ekonomickým aspektem provozu.

Neboť poptávka po elektrické energii má přirozeně zvyšující se trend, je potřeba nejen zvyšovat instalovaný výkon elektrických zdrojů, ale také přenosovou kapacitu přenosových soustav při zachování stability jejího provozu. Nejen proto jsme tak v posledních dekádách svědky renesance na poli přenosu elektrické energie, kde technologie vysokonapětového a stejnosměrného proudu, neboli HVDC (High Voltage Direct Current), nalézá stále častější uplatnění oproti doposud monopolně postavenému přenosu střídavým proudem (HVAC). Ten se v jistých aplikacích potýká se svými jak technickými, tak ekonomickými limity, které vyplývají z fyzikálních principů funkce střídavého proudu.

Tato práce je zaměřena na poskytnutí základního pohledu do problematiky HVDC přenosu, stručného seznámení s historií, současnými trendy a porovnání s technologií HVAC. V kapitolách 2 a 3 je následně věnována pozornost konfiguracím, ve kterých jsou HVDC systémy typicky koncipovány, a komponentům, jež se přímo i nepřímo podílí na přenosu elektrické energie.

Poslední, čtvrtá kapitola si klade za cíl představit jeden z možných přístupů při technickém zhodnocení dostupných řešení konkrétního HVDC vedení. Je zde představeno vzorové kabelové vedení, aktuálně využívané kabelové technologie a s využitím tepelné analýzy jsou jednotlivé kabelové typy technicky porovnány a zhodnoceny pro zvolený způsob aplikace.

1 Představení HVDC přenosu

1.1 Historie

Počátky stejnosměrného přenosu přirozeně sahají až do raných dob přelomu 17. a 18. století, kdy byl objeven elektrický proud. K samotnému přenosu však postupně docházelo až po objevení stejnosměrného dynamu či obloukových lamp v průběhu 18. století. Komerčního využití se této technologii dostalo až po objevení rtuťových usměrňovačů. Stalo se tak v roce 1954, kdy byla mezi švédským pobřežím a ostrovem Gotland vystavena a zprovozněna první HVDC linka o vzdálenosti 98 km a přenosové kapacitě 20 MW. Na stejném místě bylo dosaženo i dalšího milníku po objevu tyristorů, když se zde v roce 1967 instaloval první tyristorový měnič namísto původního rtuťového [1]. Tyristorové měniče se tak postupně dočkaly mnoho zdokonalení a jsou v HVDC aplikacích využívány dodnes pod označením LCC nebo CSC (kap. 3.1.1). V poslední době se rozvoje dostává i IGBT tranzistorům, které umožňují vyšší stupeň řízení a stability. Měniče na bázi IGBT tranzistorů nesou běžné označení VSC (kap. 3.1.2).

1.2 Současnost

V posledních dvou dekadách se HVDC systémy těší stále vyšší oblibě a rozvoji, který je zaměřován zejména na zvýšení výkonových parametrů polovodičových prvků (IGBT) nebo zlepšení parametrů izolačních materiálů pro kabelová vedení. S postupným navyšováním přenosových schopností jsou HVDC systémy implementovány do přenosových soustav, kde nahrazují dosavadní nadzemní vedení HVAC. Hlavním představitelem této konverze je Čína, která čelí potřebě přenášet elektrickou energii na značné vzdálenosti. Instalace kabelových HVDC vedení má dlouhou historii nejen v Evropě, kde slouží k podmořským mezistátním propojením nebo k připojování větrných farem instalovaných na otevřeném moři. Stručný seznam některých evropských HVDC vedení instalovaných od roku 2010 a projektů aktuálně ve výstavbě nebo plánovací fázi je uveden níže v Tab. 1.

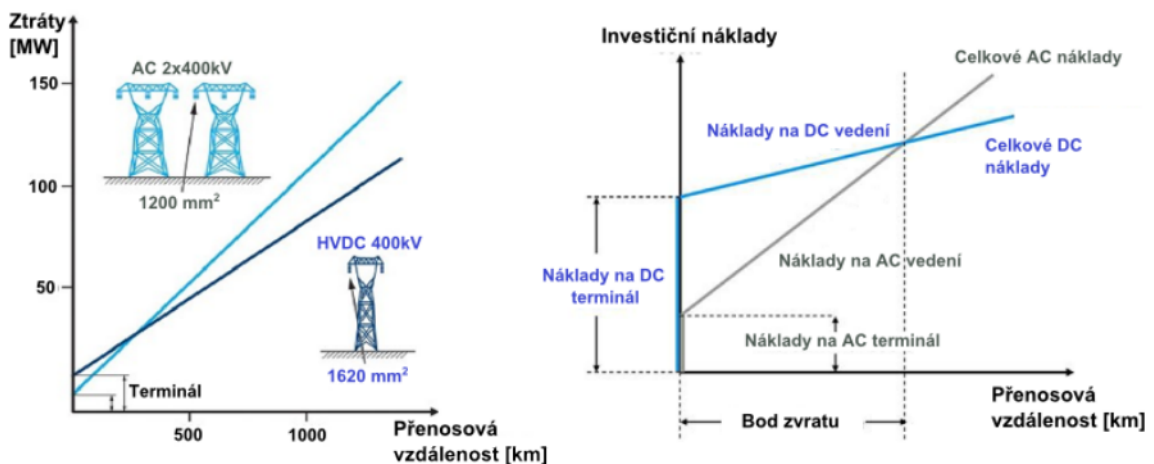
Tabulka 1: Seznam některých evropských HVDC projektů [2]

V provozu					
Název	Rok	Stát	Jmen. napětí (kV)	Přenos. kapacita (MW)	Typ měniče
SAPEI	2011	Itálie	500	1000	Thyr
East West Intercon.	2012	Irsko - UK	200	500	IGBT
NordBalt	2015	Švédsko - Litva	300	700	IGBT
Skagerrak 4	2015	Dánsko - Norsko	500	700	IGBT
Western HVDC Link	2017-18	UK	600	2200	Thyr
NORD-LINK	2021	Norsko - Německo	525	1400	IGBT
North Sea Link	2021	Norsko - UK	515	1400	IGBT
Plánováno nebo ve výstavbě					
NorthConnect	2022	Norsko - UK	525	1400	IGBT
DolWin6	2023	Německo	320	900	IGBT
Viking Link	2023	Dánsko - UK	525	1400	IGBT
IceLink	2025	Island - UK	500	1200	IGBT
Celtic Intercon.	2026	Irsko - Francie	500	700	IGBT

1.3 Srovnání s HVAC systémy

V současném světě je dominantně užíváno přenosu střídavým proudem HVAC (High Voltage Alternating Current), který benefituje ze snadné možnosti navýšení napětí transformátory v místě výroby a zpětného snížení v místě spotřeby. Tím dochází ke snížení přenosových ztrát. Ačkoliv se z historického hlediska jedná o novější způsob přenosu, jež kdysi stejnosměrný proud jednoznačně překonal, po objevení a rozvoji polovodičových výkonových součástek se stejnosměrný přenos začíná vracet v podobě HVDC technologie, která v jistých mírách střídavému přenosu i zpětně konkuruje.

Hlavním parametrem, jež primárně (ne však nutně) rozhoduje o výhodnosti dané technologie je přenosová vzdálenost vedení. Základní grafické srovnání obou technologií z hlediska investičních nákladů a provozních ztrát v závislosti na přenosové vzdálenosti při stejném přenosovém výkonu poskytuje Obr. 1.1. Ze závislosti vlevo můžeme vidět, že střídavá vedení vykazují nižší počáteční ztráty oproti stejnosměrným, které jsou navýšeny o ztráty na měničích. Vlivem potřeby minimálně tří vodičů nutných pro střídavý přenos a uplatnění reaktancí, však přírůstek střídavých ztrát vykazuje oproti té stejnosměrné vyšší strmost, a tak se střídavá vedení po překonání zvrátové vzdálenosti (asi 300 km pro venkovní vedení) chovají jako méně účinná než stejnosměrná vedení. Ta typicky potřebují jen dva vodiče a se vzdáleností u nich narůstá pouze ohmický odpor.



Obrázek 1.1: Srovnání ztrát a nákladů HVDC a HVAC systémů podle vzdálenosti [3]

Z druhé závislosti investičních nákladů vidíme podobný průběh. HVDC vedení je charakterizováno až trojnásobně vyššími vstupními náklady, tj. při nulové vzdálenosti, které jsou potřebné na výstavbu měničových rozvodů. S vyšší vzdáleností však náklady na střídavou linku rostou strměji, neboť zatímco HVDC technologie pro přenos stejného výkonu potřebuje typicky jen dva vodiče zavěšené na jednom stožáru, HVAC vyžaduje vodiče minimálně tři, a tedy i více izolátorových závěsů, konstrukčně složitějších stožárů apod. Vzdálenost, ve které jsou celkové náklady na obě vedení shodná označujeme jako bod zvratu. Pro venkovní vedení tato vzdálenost bývá okolo 800 km, v případě kabelová vedení jen přibližně 50 km [1], [4].

Z uvedeného tedy jednoznačně vyplývá, že HVDC vedení jsou efektivnější a ekonomičtější při aplikaci pro přenos na velké vzdálenosti. Nejedná se o však o jediné rozhodovací kritérium, neboť HVDC technologie může najít využití i pro např. propojení asynchronních soustav (Back-to-Back konfigurace), což střídavý přenos zpravidla neumožňuje [4], [1].

Mezi hlavní výhody a nevýhody HVDC přenosu můžeme zařadit:

Výhody [1], [5]

- Nižší přenosové ztráty (na 1000 km asi 3 % z celkového přenášeného výkonu)
- Není potřeba kompenzace vedení - absence jalových ztrát
- Vyšší stabilita soustavy - v případě bipolárních konfigurací lze při poruše jednoho z vodičů vedení i nadále provozovat s téměř poloviční kapacitou; oproti AC sítím odpadá podmínka dodržení synchronismu sítě
- Nižší počet vodičů potřebných pro realizaci přenosu má pozitivní ekonomický i ekologický dopad (menší izolační nároky, užší stožárové koridory, kabelová vedení apod.)
- Snadná možnost konverze ze stávajících střídavých sítí, kde třetí vodič může sloužit jako záložní - dodatečné zvýšení stability
- V případě použití měničů VSC technologie lze regulovat směr, hodnotu přenášeného výkonu činného i jalového, propojovat asynchronní soustavy či v budoucnu vytvářet víceterminálové sítě

Nevýhody [1], [5]

- Zatím vhodné jen pro přímé propojení dvou míst (point to point), neboť každá odbočka představuje nutnost vybudování nové měničové rozvodny - výrazné zvýšení nákladů
- Vysoké pořizovací náklady měničových rozvodn (měniče, měničové trafo pro CSC apod.)
- Komplikované jištění a dimenzování měničů na vyšší výkony
- V případě zejména CSC měničů je potřeba AC filtrů (kap. 3.4) pro dodání potřebného jalového výkonu a filtraci vyšších harmonických; měniče jsou navíc závislé na AC síti (viz kap. 3.1.1)

2 Konfigurace HVDC systémů

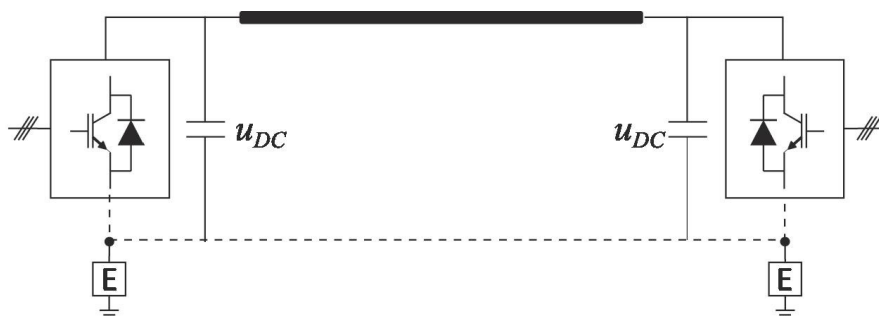
HVDC technologii lze rozdělit dle způsobu zapojení a uzemnění jednotlivých prvků (viz kap. 3), které se podílejí na transformaci a přenosu elektrické energie. Nejzákladnějšími konfiguracemi jsou monopolární a bipolární. Jejich kombinacemi pak mohou být tvořeny konfigurace další, zejména víceterminálové, jejichž rozvoj je v současnosti na výstupu. Zmíněné konfigurace se liší především náklady na výstavbu, kapacitou a spolehlivostí přenosu v případě poruchového stavu.

2.1 Monopolární

2.1.1 Asymetrický monopol

Jde o nejjednodušší topologii využívající dvou vzájemně propojených měničů, z nichž jeden pracuje jako usměrňovač a druhý jako střídač. Propojení měničů je realizováno jedním vodičem s typicky kladnou polaritou napětí. V tomto případě jsou elektrody záporného potenciálu v místě měničů speciálně uzemněny (viz Obr. 2.1) a zpětný proud se tak uzavírá zemí, případně vodou nebo mořským dnem. Tato koncepce se využívá zpravidla pro podmorská kabelová vedení z důvodů výhod snazší realizace a nižších pořizovacích nákladů na samotné vedení. Mezi hlavní nevýhody zemního návratu naopak patří:

- **Elektrochemická koroze zemních elektrod** a dalších kovových předmětů umístěných pod zemí v blízkosti cesty zpětného proudu (např. potrubí). Podmořské elektrody mohou vlivem elektrolýzy navíc produkovat chlór či jiné látky a ovlivnit tak chemii vody.
- **Magnetické pole zpětného proudu může ovlivnit magnetické navigační systémy** lodí plující nad podmorským vedením [4].



Obrázek 2.1: Blokové schéma asymetrické monopolární konfigurace [6]

Instalací zpětného vodiče (metalického kabelu) pro uzavírání zpětného proudu dojde k odstranění výše zmíněných problémů. Neboť katoda jednoho z měničů je nadále uzemněna, není potřeba zpětný vodič dimenzovat na plné nominální napětí, čímž jsou sníženy náklady. Ačkoliv je tato koncepce přirozeně o něco nákladnější než v případě zemního návratu, jedná se o používanější řešení. Hlavní a zpětný vodič jsou zpravidla implementovány do jednoho kabelu pro snazší instalaci a snížení nákladů.

2.1.2 Symetrický monopol

Symetrická monopolární konfigurace znázorněná na Obr. 2.2 využívá dvou vodičů, které jsou dimenzovány na plná napětí. Napětí mezi póly (kladnou a zápornou elektrodou) odpovídá nominální hodnotě, přičemž napětí pólů mají poloviční hodnotu a vůči sobě opačnou polaritu. Např. pro jmenovitou hodnotu 200 kV jsou napětí na pólech 100 kV a -100 kV.



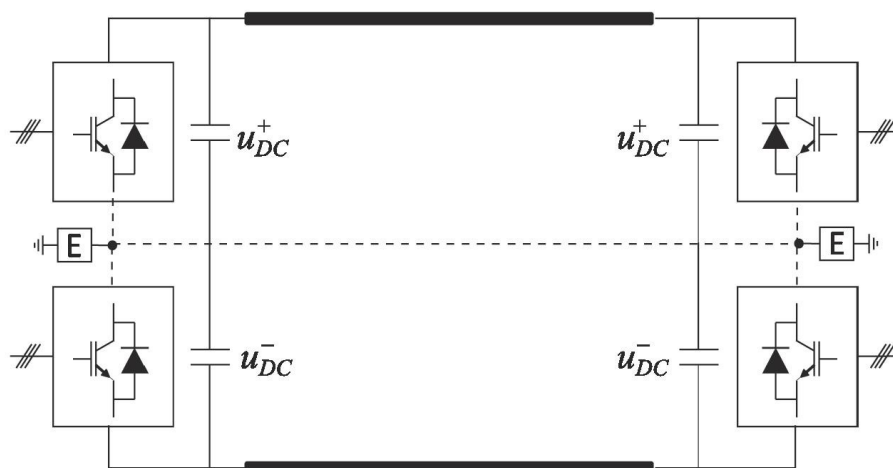
Obrázek 2.2: Blokové schéma symetrické monopolární konfigurace [6]

Společnou nevýhodou obou způsobů provedení monopolární konfigurace je snížená stabilita přenosu, kdy v případě poruchy či údržby je třeba celé vedení odstavit, a proto je většina dnešních monopolárních systémů navržena pro budoucí rozšíření na systém bipolární (viz kap. 2.2).

Monopolární systémy disponují přenosovou kapacitou typicky okolo 1,5 GW v případě přenosu venkovním vedení nebo 600 MW při kabelovém přenosu [4].

2.2 Bipolární

Bipolární konfigurace vzniká spojením dvou asymetrických monopolů, tj. dvou skupin po dvou měničích, pracujících s kladnou i zápornou polaritou usměrněného napětí tak, že středním vodičem „nulového“ potenciálu teče za normálního provozu pouze malý vyrovnávací proud, teoreticky nulový (analogie s 3f sítí a uzemněným středem). K přenosu výkonu se využívá dvou vodičů dimenzovaných na plné napětí a pro uzavření zpětného (vyrovnávacího) proudu je většinou využito zemního potenciálu, tj. uzemněním elektrod v místech obou měničových stanic (viz Obr. 2.3). Ve speciálních případech může být instalován i třetí vodič.



Obrázek 2.3: Blokové schéma bipolárního systému bez zpětného vodiče [6]

Hlavní výhodou systému je schopnost provozu jednoho z pólů i v případě, kdy je druhý pól mimo provoz vlivem poruchy či údržby. Oba póly jsou tedy schopny nezávislého provozu a přenosu okolo 50 % celkové přenosové kapacity v závislosti na limitu přetížení. V případě jednopólového provozu/poruchy dojde k uzavření zpětného proudu buď zemí nebo vodou (zvýšení koroze zemních elektrod, viz kap. 2.1), středním vodičem (je-li instalován). Uzavření zpětného proudu je možné i prostřednictvím vodiče druhého pólu, pokud je provozuschopný, tj. např. v případě, kdy jsou mimo provoz pouze měniče, a tak je možné provést jejich přemostění.

Nevýhodou jsou vyšší pořizovací náklady, kdy je potřeba instalace čtyř měničových jednotek a vedení sestávající z minimálně dvou vodičů dimenzovaných na jmenovité přenosové napětí. Bipolární systémy s venkovním vedením jsou schopny přenášet výkony až 5-8 GW při napětí do ± 800 kV.

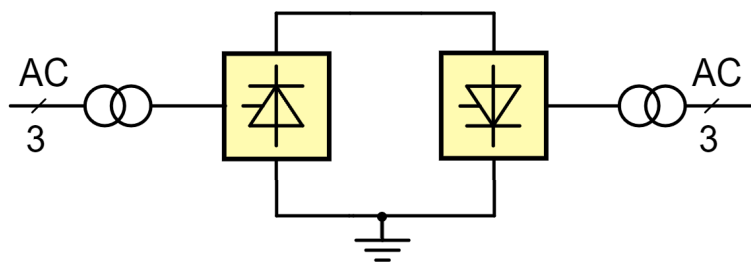
2.3 Zapojení „nulové“ délky (Back To Back)

Jak již název napovídá, v tomto zapojení jsou usměrňovač a střídač umístěny v rámci jedné rozvodny, často i budovy. Důvodem je minimalizace proudové cesty a ztrát. Systém se chová jako nepřímý měnič frekvence s napětovým nebo proudovým meziobvodem. Střídavé napětí o frekvenci sítě A je usměrněno a následně rozstředáno na napětí a frekvenci sítě B.

Poněvadž obvyklým cílem je dosažení velké přenosové kapacity při zachování minimálních rozměrů, a tedy i nákladů, používá se stejnosměrné napětí o minimální hodnotě (150 kV a méně), což minimalizuje počet tyristorů zapojených do série. Samotné tyristorové měniče použité v „back-to-back“ systémech jsou naopak navrženy na vysoké proudové zatížení (cca 4,2 kA).

Aplikace typicky slouží k:

- **Propojení asynchronních soustav.** Tj. střídavých sítí o rozdílných frekvencích (zejména 50 Hz a 60 Hz)
- **Propojení synchronních soustav s různými účinitky.** S tím je spojena regulace toku činného a jalového výkonu.

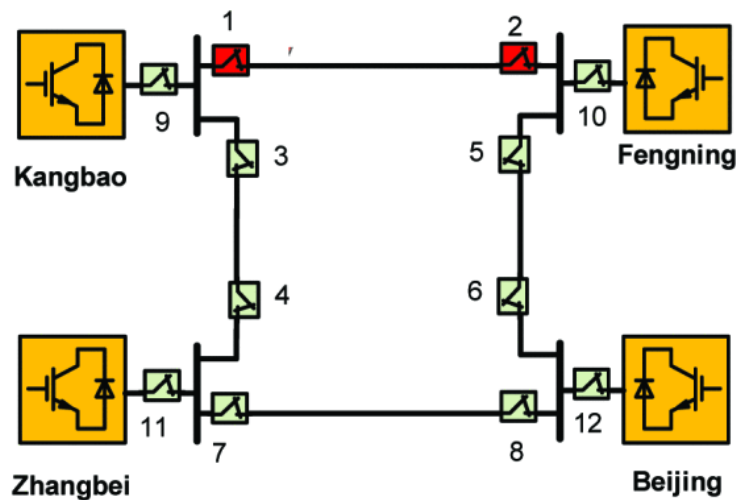


Obrázek 2.4: Blokové schéma „back-to-back“ systému [4]

2.4 Víceterminálové (Multiterminal)

Jedná se o v současnosti nejméně používanou topologii, v níž jsou propojeny více než dva terminály. Propojení může být paralelní pro zvýšení přenosové kapacity, sériové nebo sérioparalelní. Řízení tohoto systému je, na rozdíl od předchozích, komplexnější z důvodu častých změn toku výkonů, a proto zpravidla vyžaduje použití měničů s vlastní komutací (viz kapitola 3.1.2). S rozvojem výkonové elektroniky (zejména IGBT) se však očekává budoucí zvýšení utilizace těchto systémů.

Příkladem jednoho z nejnovějších projektů, který je zároveň první v Číně tohoto typu, nese název Zhangbei DC-Grid Project. Jedná se o čtyřterminálovou kruhovou konfiguraci, pracující na napěťové hladině ± 500 kV a s přenosovou kapacitou až 4,5 GW [7]. Blokové schéma je znázorněno na Obr. 2.5.



Obrázek 2.5: Blokové schéma čtyřterminálové konfigurace projektu Zhangbei [7]

3 Základní prvky HVDC systémů

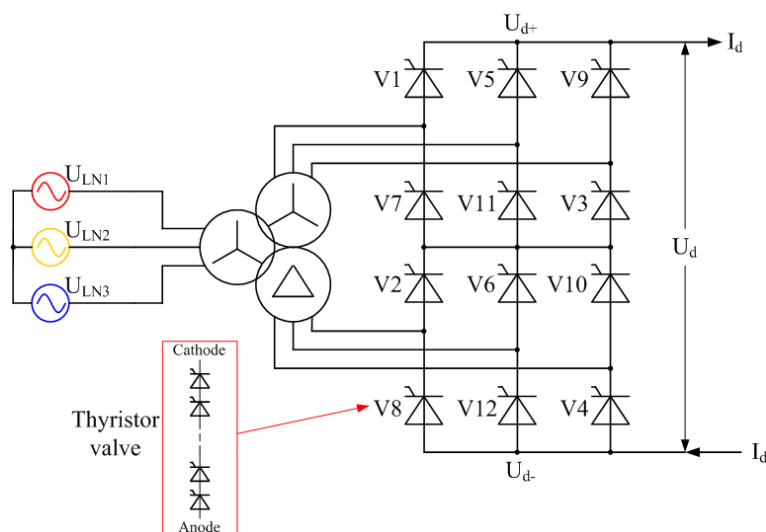
3.1 Měníče

Měníč elektrické energie tvoří přirozený základ všech HVDC systémů, neboť umožňuje jak potřebné usměrnění střídavého proudu na stejnosměrný, v takovém případě mluvíme o usměrňovači, tak i zpětnou konverzi stejnosměrného proudu na střídavý, pak se měnič nazývá střídačem. První systémy využívaly měničů elektro-mechanických, které pracovaly na principu komutátorových strojů (motor, dynamo) spojených do série pro dosažení vyšších napětí. Od 40. let minulého století, kdy nastal rozvoj polovodičové technologie, jsou HVDC systémy založeny na statických polovodičových měničích. Z hlediska způsobu komutace je můžeme rozdělit na měniče s vnější (síťovou) komutací a měniče s vlastní komutací. Obě zmíněné skupiny mají v dnešních aplikacích početné zastoupení pro své charakteristické vlastnosti a jsou podrobněji popsány v následujících částech.

3.1.1 Měníče s vnější komutací CSC (Current Source Converters)

Jedná se o jeden z prvních typů polovodičových měničů, který byl nejdříve realizován pomocí rtuťových usměrňovačů. Ty vynikaly zejména schopností usměrňovat vysoké výkony v řádech desítek MW při malých ztrátách. Později byly rtuťové usměrňovače nahrazeny tyristory s možností říditelného zapínání.

Základ konfigurace CSC měniče tvoří dva třífázové můstkové a řízené usměrňovače (tj. šestipulzní usměrňovače) zapojeny do série, čímž tvoří usměrňovač dvanáctipulzní. Pro realizaci tohoto zapojení je nutné rozdělit střídavou síť na dvě třífázové skupiny, jejichž fáze jsou vůči sobě posunuty o 30 (nebo 150) elektrických stupňů. Toho se docílí transformátory, jejichž jedno sekundární vinutí je zapojeno do hvězdy a druhé do trojúhelníku (viz kap. 3.2). Takto realizované usměrňovače jsou umístěny na obou koncích HVDC vedení, přičemž jeden z nich pak pracuje v invertorovém chodu, tj. jako střídač. Měníče obsahují dvanáct elektronických spínačů, obvykle označované jako ventily, které jsou tvořeny sériovou, popř. sérioparalelní kombinací tyristorů pro dosažení potřebného přenosového napětí a proudu. Příklad zapojení dvanáctipulzního tyristorového usměrňovače je znázorněn na Obr. 3.1.

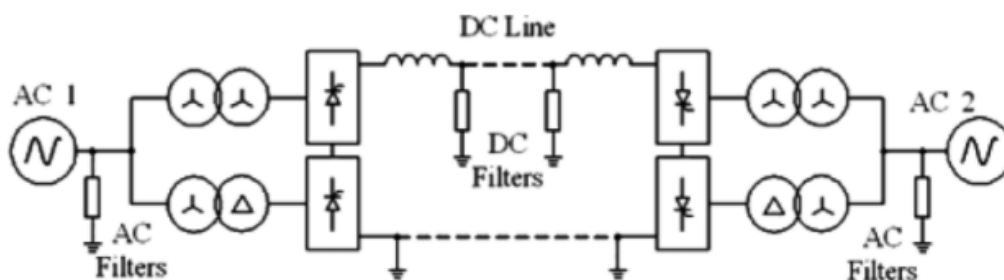


Obrázek 3.1: Schéma zapojení dvanáctipulzního CSC měniče [8]

Pojem vnější komutace spočívá ve schopnosti řízeného zapnutí tyristorů, nikoliv však vypnutí. Ze znalostí výkonové elektroniky víme, že jednou z nutných podmínek úspěšného vypnutí tyristoru je pokles jeho propustného proudu k nule. K tomuto okamžiku dochází samovolně, je-li tyristor připojen ke střídavé síti, kde napětí a proud prochází nulou přirozeně - odtud termín vnější nebo síťové komutace. Z této skutečnosti však vyplývá, že CSC měniče jsou závislé na střídavé síti, resp. jejich zdrojích - synchronních generátorech, které umožňují jejich komutaci. Měníče proto disponují pouze jedním stupněm volnosti - řídicím úhlem tyristorů, což podstatně snižuje jejich stabilitu, viz níže.

Usměrněný proud je vyhlazen tlumivkami (viz kap. 3.3), jejichž podstatná indukčnost společně s indukčností OHL vedení i kabelů způsobuje, že proud nemůže snadno změnit svou polaritu - považujeme jej za téměř konstantní. Z tohoto pohledu se na CSC měniče můžeme dívat jako na proudové zdroje (odtud ang. název Current Source Converters). Z pohledu výkonové elektroniky můžeme CSC systém vnímat jako nepřímý frekvenční měnič s proudovým meziobvodem. Změna toku výkonu se v takovém případě realizuje změnou polarity napětí v meziobvodu, tj. uvedení usměrňovače do invertorového chodu.

CSC technologie jsou charakteristické prostorovou náročností měničových rozvodů se schopností přenášení velkých výkonů na vysokých napěťových hladinách, a tak se užívají zejména pro dlouhá venkovní vedení (např. čínský projekt Changji - Guquan vybudovaný v roce 2018 s kapacitou až 12 GW a napětím 1100 kV). Výhodou je i méně komplexní řízení spočívající v regulaci pouze prostřednictvím řídicího úhlu. Hlavním záporem je závislost na parametrech střídavé sítě, což snižuje stabilitu celého systému, který není schopen např. startu „ze tmy“. Dále značný obsah vyšších harmonických proudů ve střídavých sítích, které tyristorové měniče generují (nutnost zapojení filtrů), a který je nutno kompenzovat, nebo nemožnost řízení jalového výkonu. Ten tyristorové měniče spotřebovávají v závislosti na řídicím úhlu (chovají se jako indukční zátěž) - z tohoto důvodu ani není možné napájení ryze činné zátěže. V praxi tato technologie nicméně dodnes dominuje od 70. let minulého století a můžeme se s ní setkat u firem ABB a Siemens pod komerčním označením HVDC Classic [4]. Příklad monopolárního zapojení HVDC systému s CSC měniči je znázorněn na Obr. 3.2.



Obrázek 3.2: Příklad zapojení CSC měničů a dalších prvků jako monopol [9]

3.1.2 Měniče s vlastní komutací VSC (Voltage Source Converters)

Druhá skupina měničů nachází aplikaci v HVDC systémech teprve od přelomu 20. a 21. století. VSC měniče fungují na bázi plně říditelných součástek výkonové elektroniky umožňující jejich řízené zapnutí i vypnutí (disponují dvěma stupni volnosti). Tím nabízejí řešení hlavních nedostatků starších tyristorových CSC měničů jako jsou zejména značná harmonická zkraslení, spotřeba a nemožnost řízení jalového výkonu. Své využití zde našly zpravidla IGBT tranzistory s antiparalelními diodami nebo GTO tyristory. V praxi lze technologii nalézt pod označením HVDC Light (ABB) a HVDC Plus (Siemens).

Na rozdíl od CSC měničů, jsou ve stejnosměrném obvodu VSC měničů vyhlazovací cívky nahrazeny kondenzátory, které svou velkou kapacitou udržují usměrněné napětí na téměř konstantní hodnotě. Měniče proto mají charakter zdroje konstantního napětí (Voltage Source Converters). Ve výkonové elektronice bychom je také mohli označit jako frekvenční měniče s napětovým meziobvodem. Reverzace toku výkonu se provádí změnou polaritu proudu, což umožňuje spojení více VSC měničů do víceterminálových konfigurací (kap. 2.4), což je s CSC měniči nemožné. Z možnosti řízeného zapnutí a vypnutí vyplývá pojem vlastní komutace, díky které jsou tyto měniče nezávislé na synchronních generátorech pracujících ve střídavých sítích.

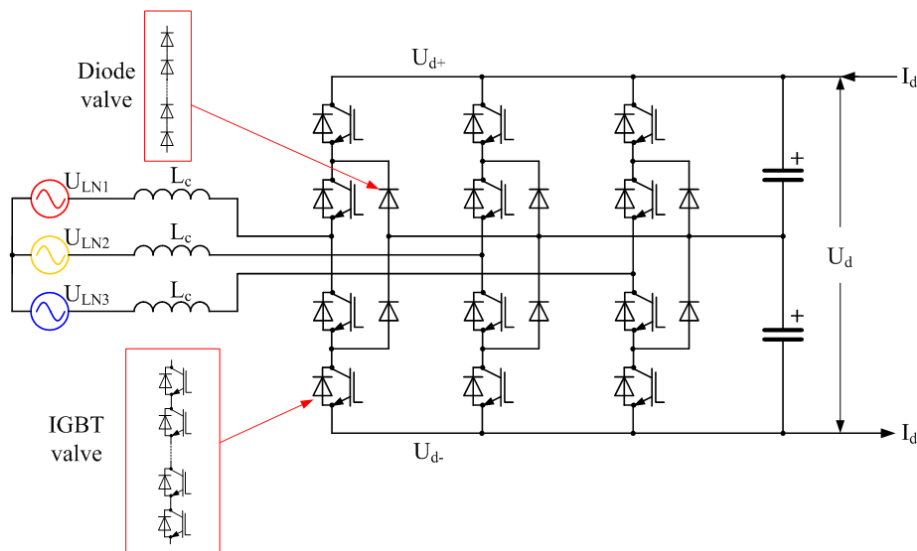
Pro ovládání ventilů (IGBT, GTO) se typicky využívá pulzně šířkové modulace (PWM), která umožňuje vhodným způsobem regulovat frekvenci, amplitudu i fázi střídavého napětí (regulace jalového výkonu). Hlavní nevýhodou této metody je navýšení spínacích ztrát vlivem vyšší spínací frekvence (1 - 2 kHz).

Modulární víceúrovňově měniče (MMC)

Neboť vypínatelné součástky oproti tyristorům zpravidla disponují nižšími mezními parametry, dimenzování měniče na potřebnou přenosovou kapacitu by tak vyžadovalo sériové a paralelní spojení většího počtu součástek, což je technologicky náročné a nákladné. Z tohoto důvodu se jako alternativa používá tzv. víceúrovňově měnič, který však vyžaduje složitější topologie obvodů, větší počet pasivních i aktivních součástek a složitější řízení.

Princip činnosti spočívá v tom, že výstupní střídavé napětí je skládáno z postupně spínaných menších napětových úrovní realizované kapacitními děliči, které jsou ke spínacím prvkům přivedeny pomocí tzv. vazebních diod. Ty slouží k rovnoměrnějšímu rozdělení napětí mezi spínacími součástkami. Celkové napětí je tak rozděleno na více součástek, což umožňuje pracovat s vyšším výkonem. V závislosti, jak moc se takto modulované výstupní napětí blíží sinusovému průběhu, klesají jeho vyšší harmonické složky.

Základní typem je dvouúrovňově měnič, který střídavé napětí jedné fáze generuje ze dvou možných potenciálů stejnosměrného napětí $+\frac{1}{2}U_d$ a $-\frac{1}{2}U_d$. Přidáním nulového potenciálu vede k realizaci měniče tříúrovňového, jehož schéma možného zapojení je znázorněno na Obr. 3.3. Protože obsah vyšších harmonických složek a spínací ztráty jsou u těchto konfigurací stále poměrně značné, používají se v současné praxi složitější zapojení (např. pětiúrovňově měnič), jejichž princip fungování by přesahoval rozsah této práce.

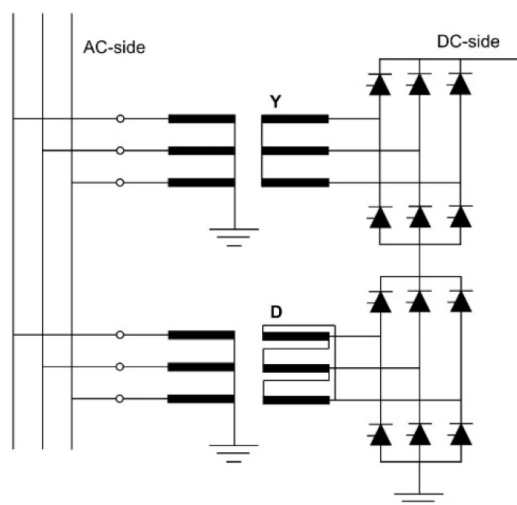


Obrázek 3.3: Schéma zapojení tříúrovňového VSC měniče [8]

3.2 Měničové transformátory

Měničové transformátory jsou umístěny jak na straně usměrňovače, tak střídače, a tvoří galvanické oddělení mezi střídavou a stejnosměrnou sítí. Na straně usměrňovače transformují primární napětí střídavé sítě na sekundární napětí, které je posléze usměrněno, tj. napětí sítě stejnosměrné. To je typicky vyšší (např. ± 500 kV nebo ± 800 kV), ale v případě „back-to-back“ systému může být i nižší (viz kap. 2.3). Na straně střídače pak transformují jeho výstupní napětí na hladinu a frekvenci střídavé sítě druhé.

Konstrukce transformátorů přímo závisí na použité technologii měničů (viz Kap. 3.1 a 3.2). Protože transformátory pro VSC systémy jsou obvykle jednodušší a návrhem se přibližují běžným typům používaných v AC systémech (sítě VVN a ZVN), nebude jim blíže věnována pozornost. Naopak transformátory pro CSC měniče vyžadují podstatně složitější návrh, a tak bude zbytek této kapitoly věnován jejich popisu.

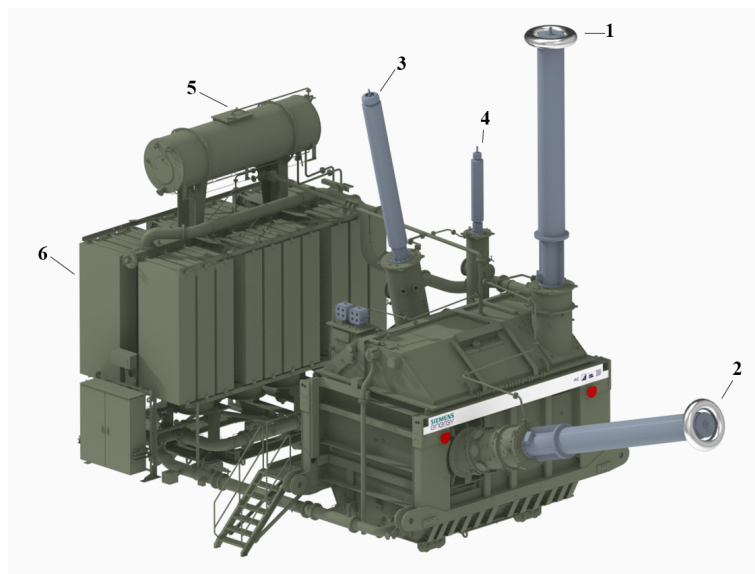


Obrázek 3.4: Schéma zapojení dvou 3f měničových transformátorů [4]

Jak již bylo popsáno v předchozí kapitole 3.1, CSC měniče užitě v HVDC systémech jsou z důvodu potlačení výskytu vyšších harmonických zpravidla dvanácti-

pulsní. To vyžaduje jejich napájení dvěma třífázovými zdroji, jejichž fáze jsou vzájemně posunuty o 30 nebo 150 elektrických stupňů. Pro splnění tohoto požadavku se používají transformátory s dvěma sekundárními vinutími, z nichž je jedno zapojeno do hvězdy (Yy0), a druhé do trojúhelníku (Yd5). Příklad takového zapojení pomocí dvou 3f transformátorů je na Obr. 3.4. Izolaci sekundárních vinutí je nutno dimenzovat na trvalé zatížení stejnosměrnou složkou napětí vůči zemi a vyšším harmonickým. Vysokým hodnotám elektrické intenzity je nutno přizpůsobit i konstrukci a umístění sekundárních průchodek (platí i pro VSC systémy). Primární vinutí je typicky zapojené do hvězdy s uzemněným středem a vyvedenými odbočkami pro možnost regulace napětí. Technologicky se příliš neliší od konvenčních transformátorů v AC sítích.

V praxi jsou transformátory pro CSC systémy z důvodu snazší realizace dopravy konstruovány jako jednofázové jednotky s dvěma nebo třemi vinutími o výkonech v řádech stovek MVA. V případě VSC systémů se však můžeme setkat i s třífázovými stroji. Pro potřeby chlazení je využito konvenční metody nuceným olejem a vzduchem (OFAF). Výsledné zapojení pro případ CSC monopolární konfigurace může sestávat např. z 6 třívinutových nebo 12 dvouvinutových transformátorů, v případě bipolární konfigurace pak dvakrát tolik. Příklad jednofázového dvouvinutového transformátoru od firmy Siemens Energy je znázorněn na Obr. 3.5.



Obrázek 3.5: Jednofázový dvouvinutový transformátor firmy Siemens Energy [10]
(1,2 - průchočky sekundárního vinutí, 3 - průchodka primárního vinutí, 4 - průchodka středního vodiče, 5 - dilatační nádoba, 6 - chladič jednotka)

3.3 Vyhlažovací tlumivky

Vyhlažovací tlumivky tvoří nedílnou součást zejména CSC systémů, kde slouží jako impedanční oddělení a vyhlazení stejnosměrného proudu. Hodnoty indukčností se pohybují v rozmezí cca 100 mH - 1 H pro dlouhá vedení a přibližně 20 - 100 mH pro systémy back-to-back. Připojujeme do série s HVDC vedením a v těsné blízkosti měničů, tj. jak na stranu usměrňovače, tak střídače.

Mezi další základní funkce patří:

- **Snížení obsahu vyšších harmonických složek proudů** dodávaných do AC sítě.
- **Prevence proti vzniku přerušovaných proudů**, které mohou způsobit přepětí ohrožující zejména izolaci transformátorů a samotných tlumivek. Tento stav hrozí zejména při minimálním zatížení.
- **Omezení zkratových proudů**. Tlumivka svou impedancí omezuje amplitudu zkratového proudu a prodlužuje i dobu jeho nárůstu - omezení přepětí.
- **Zabránění vzniku rezonance** zejména na 2. a 3. harmonických frekvencí.

Dle způsobu chlazení dělíme vyhlažovací tlumivky na:

- **Vzduchové** - nižší pořizovací a provozní náklady. Produkují nižší hluk a nehrozí jejich saturace (vyjma poruchových stavů). Oproti olejovým tlumivkám však vyžadují více prostoru, obzvláště v případech, kdy je potřeba docílit vyšší indukčností. Ukázka vzduchové tlumivky je na Obr. 3.6.
- **Olejové** - celkově vyšší náklady, hluk a možnost saturace mag. obvodu. Přesto ovšem ekonomičtější pro velmi výkonné systémy. Oproti vzduchovým tlumivkám jsou vhodnější pro lokality se zvýšenou seismickou aktivitou.



Obrázek 3.6: Vzduchová vyhlažovací tlumivka [11]
Indukčnost 75 mH, jmenovité napětí 660 kV, jmenovitý proud 3030 A

3.4 Filtry vyšších harmonických

Při práci měničů přirozeně vznikají signály o vyšších harmonických frekvencích, tj. celých násobcích základní harmonické frekvence napětí/proudu, které mohou negativně ovlivnit kvalitu přenosu. K charakterizaci jejich obsahu používáme činitel celkového harmonického zkreslení THD (Total Harmonic Distortion). Hlavním zdrojem jsou tyristorové měniče CSC, které generují vyšší harmonické od frekvence střídavé sítě, typicky 50 nebo 60 Hz. VSC měniče mají většinou natolik nízkou míru harmonického zkreslení, že jeho filtrace není potřeba. Některé typy, jako např. dvouúrovňový, však stále mohou filtraci vyžadovat. Jejich harmonické zkreslení je odvozeno od spínacích frekvencí PWM (1 - 2 kHz) [4], čímž je obecně posunuto do oblasti vyšších frekvencí než v případě CSC měničů.

- **AC filtry**

Z hlediska střídavé sítě působí měniče jako zdroje proudů vyšších harmonických, které zejména navyšují činné ztráty na impedancích vlivem jejich frekvenčních závislostí. Dále mohou vznikat přepětí a vyšší tepelné a elektrické namáhání izolací transformátorů a tlumivek. V případě dvanáctipulzního zapojení CSC měniče dominují 11. a 13. harmonické [4]. AC filtry se zapojují na straně primárního vinutí transformátorů paralelně mezi fázové vodiče a zem.

Jsou-li použity CSC měniče, plní filtry navíc funkci zdroje jalového výkonu, tj. kompenzují účinník střídavé sítě, čímž je dramaticky zvýšen jejich počet.

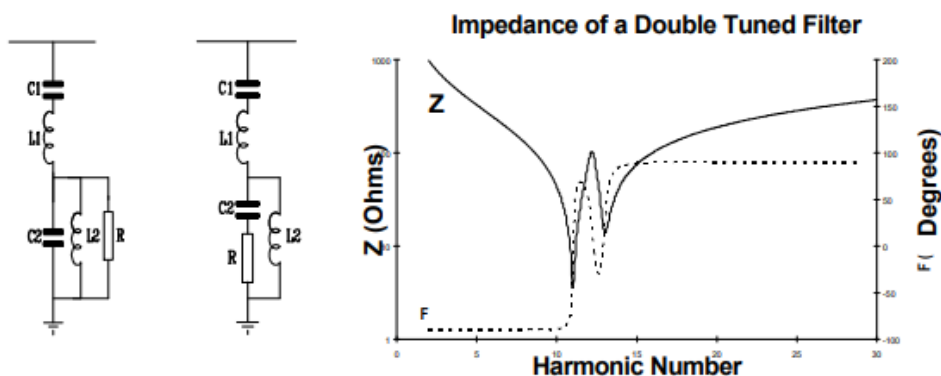
- **DC filtry**

Z pohledu stejnosměrného vedení představují měniče zdroj napětí i proudu o vyšších harmonických, které se superponují na stejnosměrné signály. Výsledný zarušený signál působí nežádoucím způsobem pouze u venkovních vedení, které se mohou chovat jako rušivý zdroj vůči okolí (riziko interference s telekomunikačními signály, EMC apod.). U dvanáctipulzního CSC měniče se jedná především o 12. a 24. harmonickou. DC filtry zapojujeme paralelně na stejnosměrný výstup, resp. vstup měničů.

3.4.1 Pasivní filtry

Jedná se o filtry sestavené z pasivních RLC prvků, které tvoří sériový rezonanční obvod. Princip vychází z funkce sériového rezonančního obvodu, jehož impedance je při rezonanční frekvenci rovna pouze činnému odporu, tj. blíží se nule. Při návrhu filtru se výpočtem určí parametry prvků RLC obvodu tak, aby jeho rezonanční frekvence byla shodná s vyšší harmonickou frekvencí signálu, kterou chceme odfiltrovat, resp. zkratovat. Má-li být filtr využit i jako zdroj jalového výkonu, musí na něj být náležitě dimenzován. V praxi se mohou používat skupiny filtrů naladěných na jednu frekvenci nebo kombinované filtry naladěné na více frekvencí (obvykle dvě až tři). Příklad zapojení filtru laděného na dvě vyšší harmonické (např. 11. a 13.) včetně frekvenční charakteristiky je na Obr. 3.7.

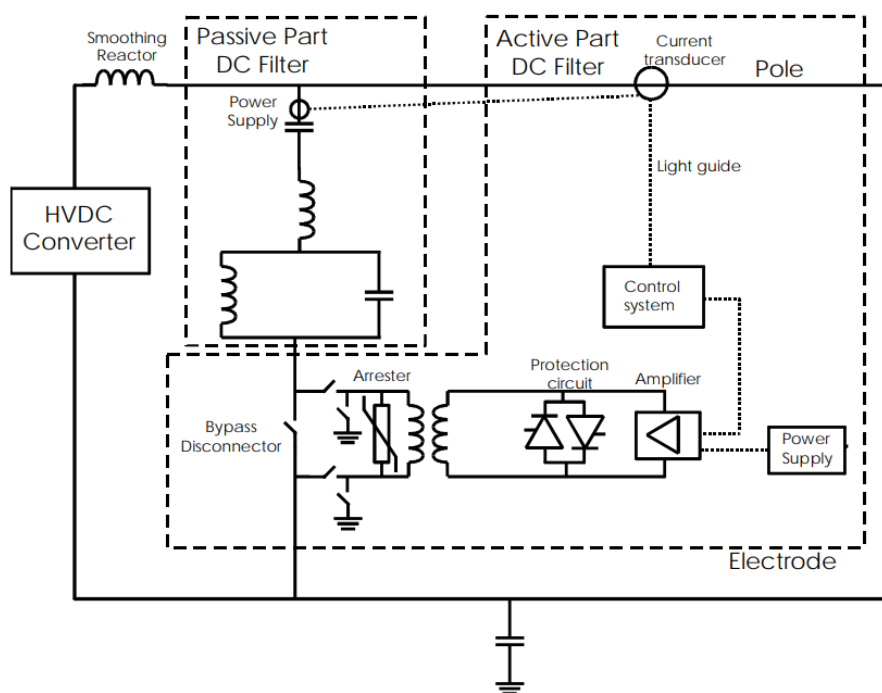
Výhodami pasivních filtrů jsou jednoduchá konstrukce realizována dvěma prvky (v případě filtru pro jednu frekvenci), nízké provozní ztráty a požadavky na údržbu. Lze je použít jako AC i DC filtry. Nevýhodami jsou potřeba více paralelních filtrů pro různé harmonické, nemožnost dodatečného přeladění či možné samovolné odladění vlivem změn parametrů prvků.



Obrázek 3.7: Dvojitě laděný pasivní filtr s frekvenční charakteristikou [12]

3.4.2 Aktivní filtry

Rozlišujeme několik konfigurací v závislosti na způsobu připojení filtru k vedení (do série, paralelně, vazebně apod.) a použitím zdroji (napěťový, proudový). Aktivní filtr sestává z pasivní a aktivní části. Pasivní část je tvořena tzv. vazebním filtrem - RLC obvod (viz předchozí kapitola 3.4.1) a aktivní část je tvořena zejména zesilovačem.



Obrázek 3.8: Konfigurace aktivního DC filtru [13]

Dle příkladu konfigurace paralelně zapojeného hybridního DC filtru na Obr. 3.8 můžeme aktivní část dále rozdělit na:

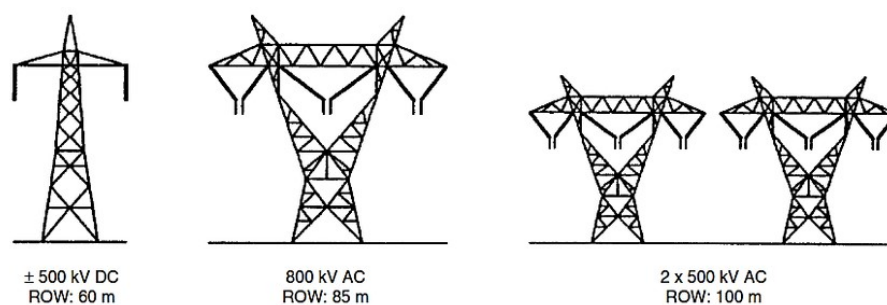
- Měřicí systém, jehož přesnost definuje dynamické vlastnosti a přesnost celého filtru. Jedná se proto o kritickou část. Typicky je složen z měřící (Rogowského) cívky a velmi přesného A/D převodníku. Pro komunikaci bývá využito optického vlákna.

- Řídicí systém je založen na digitálním signálovém mikroprocesoru běžící na vysoké vzorkovací frekvenci. Jeho úkolem je zpracování naměřených veličin a jejich vhodná konverze na řídicí signál (PWM) pro zesilovač.
- Zesilovač - VSC měnič řízený PWM z mikroprocesoru a napájený z vnějšího zdroje. Generuje střídavý signál o dané amplitudě, frekvenci a fázi. Výstup je vybaven ochranným obvodem proti přepětí a nadproudu.
- Transformátor poskytuje galvanické oddělení mezi aktivní a pasivní částí, ke které je připojen pomocí dvojice spínačů. Transformátor dále umožňuje zvýšení výstupního napětí z měniče v rozmezí 0,1 - 3 kV. Sekundární vinutí je proti přepětí chráněno varistorem. Pro případné odpojení aktivního filtru je obvod vybaven bypass vypínačem.

Obecný princip aktivního filtru spočívá v generování napětí/proudu (dle použitého zdroje) o daných parametrech v závislosti na okamžitých hodnotách naměřených na vedení a zpracovaných mikroprocesorem. Toto napětí/proud je v okamžitých hodnotách odlišné od napětí na vedení, čímž je na vazebním filtru vyvolán kompenzační proud o opačné polaritě vůči kompenzovanému proudu vyšší harmonické, a tím dojde k jeho kompenzaci. Volbu filtrovaných frekvencí určuje algoritmus řídicího mikroprocesoru. Hlavní výhodou je tedy možnost vyfiltrování téměř libovolných vyšších harmonických. Nevýhodou jsou vyšší náklady, složité řízení a realizace výkonnějších PWM měničů s vysokou spínací frekvencí a nízkými ztrátami [13].

3.5 Nadzemní vedení (OHL)

Obdobně jako v případě HVAC přenosu, i HVDC přenos je provozován nejen kabelovým vedením (viz kap. 3.6), ale i nadzemním. Jak již bylo zmíněno dříve, zatímco HVDC přenos prostřednictvím kabelů je výhodný od délek již cca 50 km díky omezení vlivu vysokých kapacit pouze na přechodové děje, nadzemní vedení se vyplácí až od délek v řádech stovek kilometrů.



Obrázek 3.9: Porovnání šířky koridoru OHL vedení HVDC a HVAC [14]

3.5.1 Stožáry

Nadzemní vedení pro stejnosměrný přenos vyžadují oproti střídavým třífázovým soustavám nižšího počtu vodičů. Je-li použito bipolární konfigurace, jsou zapotřebí vodiče dva, v případě monopolárního systému se zemním návratem dokonce jeden. Díky tomu je možné snížení celkových izolačních vzdáleností - stožáry jsou vybaveny pouze dvěma závěsy, což znamená i pokles celkové prostorové náročnosti vedení.

Porovnání šířky koridoru HVDC a HVAC vedení pro přenos stejného výkonu (cca 2 GW) je demonstrováno na Obr. 3.9. Pochopitelné je rovněž i snížení nákladů na realizaci stožárových koridorů. V případě konverze původních střídavých vedení na stejnosměrná, může být třetího vodiče využito jako záložního. Pak se za stejných izolačních vzdáleností docílí vyšší stability nebo přenosové kapacity.

3.5.2 Typy vodičů

Vodiče tvoří jednu z nejpodstatnějších částí nejen nadzemního vedení, neboť jejich volba přímo ovlivňuje provozní bezpečnost a stabilitu, ale také cenu vedení. Z hlediska provozní bezpečnosti vyžadujeme od vodičů zejména velkou pevnost v tahu společně s její tepelnou stabilitou a odolností vůči okolním vlivům (chemické, větrné, apod.). Z hlediska ekonomického zase maximální přenosovou schopnost (proudovou zatížitelnost) a minimální elektrické ztráty. Protože kapitola vodičů je značně obsáhlá, budou pro potřeby této práce zmíněny jen základní skupiny vodičů dle jejich materiálů:

- **Klasické vodiče**

Jde o nejrozšířenější typ lan nehomogenní struktury z hliníkového vodiče a ocelového jádra, tzv. **AlFe** lana, v anglickém jazyce označovaná jako **ACSR** (Aluminium Conductor Steel Reinforced). Změnou poměru hliníku a oceli se dosahuje vyšší pevnosti na úkor vodivosti a naopak. Hlavní nevýhodou Alfe lan je omezení teplot použití pouze do cca 90 °C, čímž je omezena i proudová (výkonová) zatížitelnost [5].

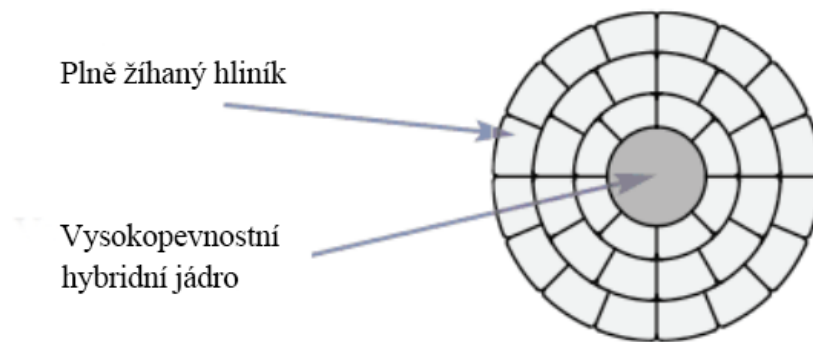
- **Celohliníkové vodiče**

Mezi tuto kategorii řadíme vodiče **AAC** (All Aluminium Conductor) a **AAAC** (All Aluminium Alloy Conductor). Vodiče vyrobeny z homogenní struktury z hliníkové slitiny legované typicky hořčíkem a křemíkem pro zlepšení mechanických vlastností [5]. Oproti klasickým AlFe lanům sice nevykazují vyšší pracovní teploty, díky absenci oceli však mohou při stejných teplotách přenášet větší proud.

- **Vysokoteplotní vodiče**

Do této specifické skupiny spadají vodiče, které svými materiálovými vlastnostmi a vhodnou konstrukcí umožňují provoz i při vysokých teplotách (až do 210 °C) [5], přičemž si zachovávají své mechanické vlastnosti. Mezi základní typy vysokoteplotních vodičů řadíme **G(Z)TACSR**, **(Z)TACIR** a **ACSS**. Základem těchto vodičů je kombinace ocelového jádra a pláště z teplotně odolné slitiny hliníku. V závislosti na použité slitině hliníku a druhu oceli dosahují vodiče různých teplotních a mechanických parametrů.

Zvláštním typem této skupiny je pak vodič **ACCC** (Aluminium Conductor Composite Core), který je založen na plně žíhaném hliníku (vyšší el. vodivost a lepší tepelné vlastnosti) a vysokopevnostního jádra z uhlíkových a skelných vláken. Takového kompozitního jádra vyniká skvělými mechanickými vlastnostmi, jako jsou nízký koeficient tepelné roztažnosti nebo vysoká pevnost v tahu (dvojnásobná oproti oceli), které garantují téměř konstantní průhyb vodiče. Přítomnost skelných vláken zamezuje tepelnému poškození vláken uhlíkových, čímž je umožněna pracovní teplota vodiče až do 250 °C [5]. Konstrukčně je vodič složen z hliníkových drátů lichoběžníkového tvaru spirálovitě točených kolem kruhového jádra, viz Obr. 3.10.



Obrázek 3.10: Průřez vysokoteplotního vodiče ACCC [5]

3.6 Podzemní a podmořská kabelová vedení

HVDC přenos prostřednictvím kabelů našel své uplatnění zejména pro potřeby propojovat ostrovní či poloostrovní země se zbytkem elektrizační soustavy. V poslední době se díky rozvoji větrných farem umístěných na otevřených vodních plochách uplatnil i při jejich připojování do pozemních přenosových soustav.

Oproti venkovním vedením pak poskytuje zvláštní výhody jako:

- Menší prostorové nároky a tím menší dopad na životní prostředí
- Nižší provozní náklady (odpadá údržba stožárů, izolátorů apod.)
- Vyšší odolnost vůči okolním vlivům (vítr, mráz, padající větve)
- Absence akustického rušení a minimální rušení vlivem elmag. pole

Mezi nevýhody lze naopak zařadit:

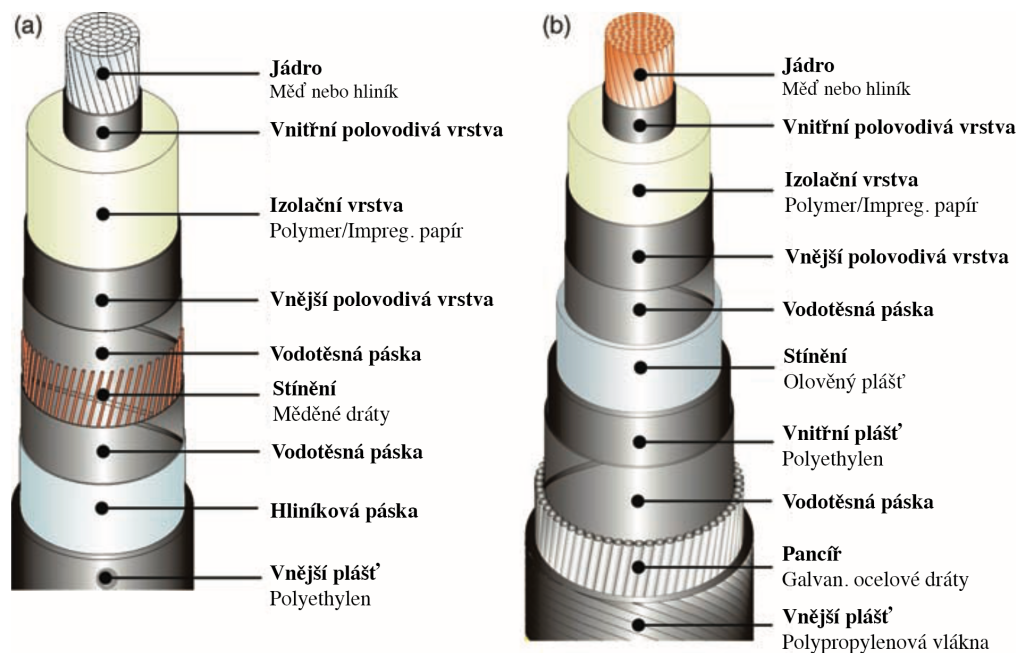
- Vyšší náklady na výrobu (izolace, stínění, výztuhy apod.)
- Nižší přenosová kapacita způsobená nižším jmenovitým napětím (omezení elektrickou pevností izolačního materiálu)

3.6.1 Rozdíl mezi kabelovým HVAC a HVDC přenosem

Stejnoseměrný kabelový přenos nemá na rozdíl od střídavého fyzické omezení vzdálenosti či výkonové kapacity. Pro daný průřez jádra dosahují DC kabely až polovičních přenosových ztrát oproti AC kabelům (cca 3 % z přenášeného výkonu na 1000 km). Důvodem je zejména skutečnost, že AC kabely vyžadují více vodičů (tři fáze), přenáší navíc jalovou složku proudu, projevuje se skin a proximity efekt (jev blízkosti) a dochází u nich k indukci proudů do kabelového stínění či kovového pancíře. V závislosti na velikosti přenášeného výkonu mohou úspory za nižší přenosové ztráty kompenzovat naopak vyšší počáteční náklady HVDC vedení spojené s výstavbou měničů již od délek 40-50 km [15].

3.6.2 Typická konstrukce kabelů

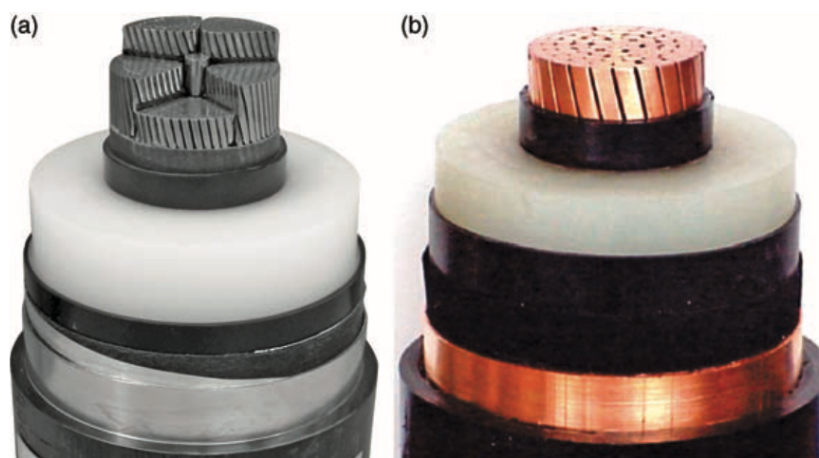
V této části bude věnována pozornost typickým strukturám podzemních a podmořských HVDC kabelů. Příklad obou provedení je znázorněn na Obr. 3.11.



Obrázek 3.11: Struktura podzemního (a) a podmořského (b) HVDC kabelu[15]

- **Jádro**

Je vyrobeno z mědi nebo hliníku, přičemž měď je obvykle preferovaným řešením, neboť pro dané proudové zatížení vyžaduje menší průřez, a tedy i celkový průměr kabelu. Kabely s měděným jádrem navíc vykazují nižší rezistenci, tzn. nižší Jouleovo ztráty. Hliníková jádra jsou naopak výhodná pro případy, kdy je stěžejní hmotnost kabelu, např. při instalaci přes dlouhé viadukty nebo při instalaci podmořských kabelů do velkých hloubek, zpravidla více než 400 m [15].



Obrázek 3.12: Podzemní kabel s Millikenovo jádrem (a) a kruhovým jádrem z komprimovaných vodičů (b) [15]

Z hlediska konstrukce jsou kabelová jádra obvykle kruhová a složená ze segmentů, tzv. Millikenovo jádro, viz Obr. 3.12(a). Tento typ složení vykazuje nižší měrný odpor za cenu nižší flexibility. Kruhová jádra mohou být složená i ze stočených kulatých nebo komprimovaných drátů, viz Obr. 3.12(b), a obvykle vynikají vyšší flexibilitou, ale i rezistivitou.

- **Vnitřní polovodivá vrstva**

Jedná se o velmi tenkou vrstvu (typicky 2-3 mm), která je v přímém kontaktu s jádrem a je většinou tvořena ze zesíťovaného polymeru nebo papíru s přísadou uhlíkových sazí, které zvyšují elektrickou vodivost a relativní permitivitu. Funkcí této vrstvy je vyplnit nerovnosti na povrchu jádra a tím přispět k radiálnímu rozložení elektrického pole, a tedy rovnoměrnějšímu elektrickému namáhání izolace [15].

- **Izolační vrstva**

Izolační vrstva hraje v kabelové struktuře stěžejní roli a je navržena tak, aby odolala danému elektrickému namáhání, tj. je navržena na jmenovité napětí kabelu U_0 . Izolace je vložena mezi jádro a kovovou stínící vrstvu, která je uzemněna. Materiálem je zpravidla buď impregnovaný papír nebo polymer. Konkrétní typy jsou blíže specifikovány v části 4.2.

- **Vnější polovodivá vrstva**

Druhá polovodivá vrstva se nanáší na izolační vrstvu a dosahuje tloušťky okolo 1-2 mm. Funkcí je rovněž vyplnit mezery mezi povrchem izolační a stínící vrstvy, a tedy zlepšit rozložení elektrického pole. Tato vrstva je potřebná zejména proto, že kov (stínící vrstva) k polymerovému materiálu nedokonale doléhá vlivem rozdílných součinitelů tepelné roztažnosti. Stejně jako v případě vnitřní vrstvy se většinou jedná o sloučeninu uhlíkových částic a papíru či polymeru. Požadovaná rezistivita se obvykle pohybuje mezi 100 až 1000 Ωm [15].

- **Kovová stínící vrstva**

Tato vrstva je aplikována na vnější polovodivou vrstvu s cílem dále udržovat radiální rozložení elektrického pole, částečně plnit funkci mechanického zpevnění kabelu a poskytnout nulový potenciál vůči stejnosměrnému napětí. Stínící vrstva je proto vždy uzemněna. Z tohoto důvodu je elektrické pole zcela uzavřeno v izolační vrstvě, čímž je omezen jeho vliv na okolní prostředí. V případě poruchového stavu rovněž poskytuje nízko-odporovou cestu pro zkratový proud, který by se jinak uzavíral okolním prostředím (např. zemí) [15]. Materiál a konstrukce se liší v závislosti na výrobcích, nejčastěji se však využívá měděných drátů pod hliníkovými páskami vinuté ve tvaru protiběžných spirál nebo samotných kovových pásek (z mědi, hliníku nebo olova). Olověné vrstvy extrudované na polovodivé vrstvy jsou obvykle užívané u podmořských kabelů.

- **Vodotěsná vrstva**

Využívá se hygroskopického prášku nebo pásky. Prášek je nanesen mezi laněné vodiče a pásky jsou omotány kolem jádra či kovové stínící vrstvy. V případě porušení ochranného termoplastického pláště (např. vlivem vnějšího vlivu nebo elektrického průrazu na stínící vrstvu při přepětí), hygroskopické pásky zabraňují vniku vody podél stínící vrstvy. Pokud by došlo k takovému porušení, kdy je jádro kabelu vystaveno vnějšímu znečištění (zem, vlhkost, voda, apod.), hygroskopický prášek může zabránit podélnému vniku vody mezi laněnými vodiči, z nichž je

jádro složeno. Pásy namotané kolem jádra v tomto případě zabraňují interakci vody a vlhkosti s dalšími vrstvami, tj. s vnitřní polovodivou a následně i s izolační vrstvou [15].

- **Vnitřní plášť**

Na povrch kovové stínící vrstvy se používá termoplastická vrstva na základě polyethylenu (popř. PVC) z důvodů ochrany stínění před vlhkostí a dalších vlivů, které by mohly způsobit její korozi prostřednictvím galvanických procesů. [15] Tato vrstva rovněž snižuje riziko mechanického poškození kabelů během jeho instalace. V případě podzemních kabelů se obvykle jedná o poslední vrstvu, tj. vnější plášť.

- **Pancíř**

V případě podmořských kabelů se navíc přidává kovový pancíř, sestávající obvykle z jedné až dvou vrstev ocelových drátů nebo pásků. Ty jsou umístěny mezi vnitřní a vnější plášť pro dosažení vyžadované mechanické pevnosti kabelu během jeho instalace na mořské dno. Pancíř rovněž figuruje jako ochranná vrstva proti vniknutí cizích předmětů, ať už během pokládky nebo doby provozu. Nebezpečí představují např. lodní kotvy, eroze, pohyby zemského dna (seismická aktivita), ryby nebo mořský odpad [15].

- **Vnější plášť**

Jedná se o nejzevnější vrstvu, která drží celou konstrukci pohromadě, poskytuje ochranu proti mechanickému poškození a vnikem vlhkosti. V případě podzemních kabelů je tvořena z termoplastu (PE, PVC) a v případě podmořských kabelů ze syntetických vláken (např. PP). Aplikace termoplastu pro podmořské kabely není možná pro jeho nedostatečnou mechanickou pevnost [15].

3.6.3 Prostorový náboj

Je-li kabel připojen k napětí, vzniká elektrické pole v izolaci mezi elektrodami (jádro a uzemněné stínění). Izolace je tak polarizována a elektricky namáhána obdobně jako dielektrikum kondenzátorů.

Zatímco u HVAC kabelů je rozložení elektrického pole v izolaci konstantní, neboť je závislé pouze na vnitřním a vnějším poloměru, v případě HVDC je stejnosměrné elektrické pole závislé nejen na geometrii kabelu, ale také na teplotním gradientu, vnitřním složení dielektrika a s tím souvisejícím výrobním procesem apod. V důsledku zmíněných závislostí mohou v objemu dielektrika vznikat místa, kde je elektrický náboj akumulován - prostorový náboj, např. kvůli mikroskopickým nečistotám o odlišných hodnotách elektrické rezistivity a relativní permitivity. Takto vytvořený prostorový náboj způsobuje nerovnoměrný průběh elektrického pole napříč dielektrikem a v případě, kdy je prostorová hustota náboje dostatečně velká, může v daném místě dojít k elektrotepelnému průrazu, což má za následek celkové poškození izolační vrstvy [15].

Protože přítomnost prostorového náboje značně komplikuje stanovení rozložení elektrického pole v izolaci, je této problematice u HVDC kabelů věnována nemalá pozornost. Cílem jsou zpravidla dostatečně přesná určení velikosti prostorového náboje v daných typech izolací a jejich omezení např. vyvinutím nových výrobních procesů izolačních materiálů (viz kap. 4.2.4).

3.7 Ochrana HVDC vedení, vypínače

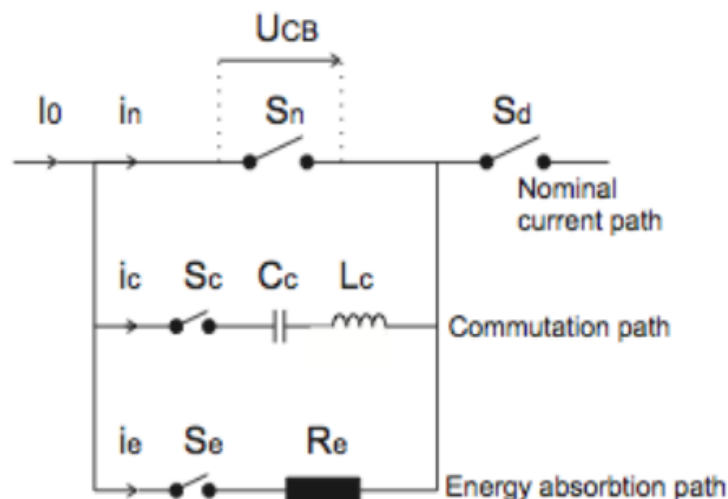
Stejnosemřná přenosová vedení je nutné účinně chránit pro zajištění vysoké bezpečnosti osob i zařízení. Vzhledem k vysokým výkonům je zde kladen i vysoký nárok na stabilitu a preventivní opatření proti vzniku poruchových jevů jakou jsou zkraty, zemní spojení nebo přepětí po přímým či nepřímým úderem blesku. Pro dodržení těchto požadavků je zapotřebí schopnosti vedení rychle a bezpečně odstavit pomocí vypínačích prvků, a tím zamezit šíření poruchových jevů.

Vypínání stejnosměrných vedení je však značně komplikovanější oproti střídavým sítím, neboť stejnosměrný proud přirozeně neprochází nulou, čehož právě využívají vypínače ve střídavých sítích. Další nevýhodou je i jejich nízká impedance, která sice snižuje přenosové ztráty, ale zvyšuje amplitudu případného zkratového proudu. V HVDC systémech rozlišujeme vypínače elektromechanické, polovodičové a hybridní. Jejich hlavním cílem je dostatečně rychlé omezení poruchového proudu k nule a rozptýlení energie uložené v indukčnostech vedení, tj. omezit přepětí.

3.7.1 Elektromechanický vypínač

Vypínač, jehož schéma je znázorněno na Obr. 3.13, je založen na principu vytvoření umělé nuly pomocí injekce střídavého proudu. Jeho obvod je složen ze tří paralelní větví:

- **Nominální větev** tvořenou mechanickým spínačem S_n , kterým stejnosměrný proud protéká za normálního stavu.
- **Komutační větev** skládající se z mechanického spínače S_c a sériového rezonančního LC obvodu pro vytvoření proudu opačné polarity.
- **Absorpční větev** sloužící k disipaci energie uložené v obvodu. Skládá se z mechanického spínače S_e a varistoru R_e .



Obrázek 3.13: Schéma zapojení elektromechanického vypínače [16]

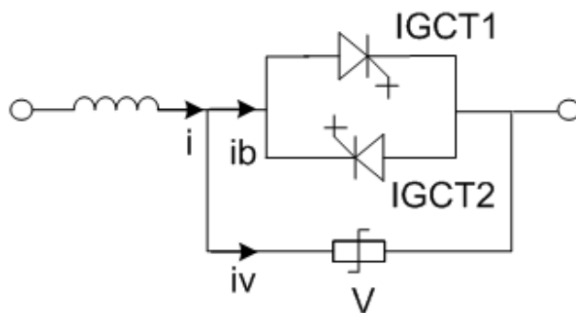
V případě poruchového proudu dojde k sepnutí spínače S_c a vzniku proudové rezonance mezi nominální a komutační větví na vlastní frekvenci dané parametry L a C . V okamžiku, kdy amplituda rezonujícího proudu přesáhne amplitudu vstupního poruchového proudu, jejich součet okamžitých hodnot odpovídá nule a spínač

S_n vypíná. Zbytkový proud I_0 nabíjí kondenzátor až do okamžiku, kdy jeho napětí překročí hodnotu, která odpovídá napětovým schopnostem vypínače. V tento okamžik dojde k připojení třetí absorpční větve pro snížení proudu k nule. Nevýhodou mechanického vypínače je velmi nízká dynamika (časy vypnutí se pohybují v rámci desítek ms), složitá realizace pro vyšší napětí a vyšší náklady komponentů jako je kapacitor či varistor.

3.7.2 Polovodičový vypínač

Druhý typ vypínače využívá vypínatelných prvků jako jsou IGBT tranzistory nebo zejména IGCT tyristory (Integrated Gate-Commutated Thyristor) v antiparalelním zapojení pro možnost vypínání proudu v obou směrech. IGCT obsahují integrovaný řídicí obvod a oproti IGBT dosahují vyšších spínacích frekvencí a nižších ztrát v sepnutém stavu [16]. Příklad zapojení je na Obr. 3.14.

Při normálním stavu, protéká jmenovitý proud sepnutým polovodičovým spínačem. V případě detekce poruchového proudu dochází k jeho okamžitému vypnutí a vzniklé přepětí je svedeno paralelně připojeným varistorem. IGCT jsou zpravidla vyráběny do napětí 6 kV a pro vyšší napětí se používá jejich sériového spojení. Takto konstruované vypínače se používají pro napětí do 150 kV a jejich hlavní nevýhodou jsou vysoké ztráty v sepnutém stavu a vyšší náklady.



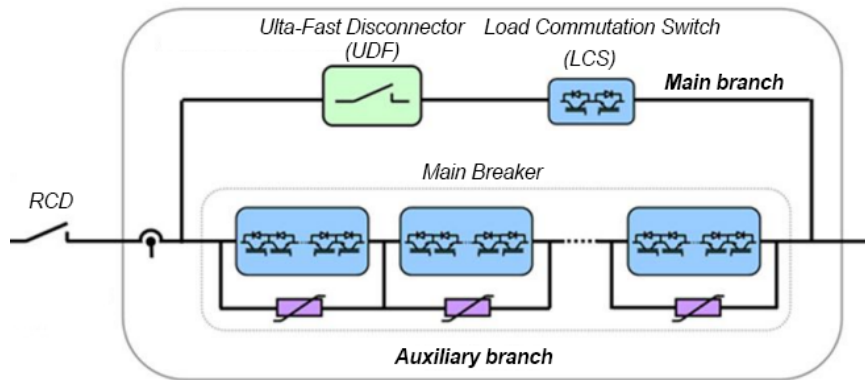
Obrázek 3.14: Schéma zapojení polovodičového vypínače [16]

3.7.3 Hybridní vypínač

Poslední, a zároveň nejnovější typ, je tvořen kombinací mechanického a polovodičových spínačů. V současnosti existuje více koncepcí s ohledem zejména na použitém polovodičovém spínači. V této práci bude zjednodušeně popsán typ hybridního vypínače od firmy ABB, jež využívá IGBT tranzistorů a je znázorněn na Obr. 3.15. Obdobně jako předchozí vypínače, i tento se skládá z více paralelních větví, konkrétně z hlavní a pomocné [17].

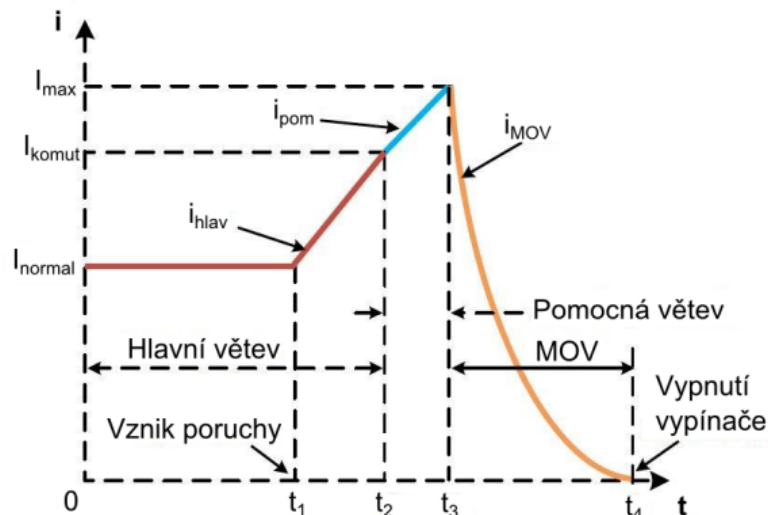
Hlavní větev (Main branch) je za normálního stavu protékána jmenovitým proudem a obsahuje vysokorychlostní mechanický vypínač (UFD - Ultra-Fast Disconnect) v sérii s polovodičovým komutačním vypínačem (LCS - Load Commutation Swich). LCS je složen z několika IGBT zapojených v sérii proti sobě pro umožnění vypínání proudu v obou směrech.

Pomocná větev (Auxiliary branch) se skládá z více IGBT skupin v sérii, k nimž jsou paralelně připojeny varistory pro omezení přepětí a snížení proudu na nulovou



Obrázek 3.15: Schéma zapojení hybridního vypínače ABB [17]

hodnotu v konečné fázi vypínacího procesu. Každá skupina obsahuje IGBT zapojené antisériově. Počet zapojených IGBT skupin se zvyšuje s jmenovitým napětím vedení. Funkcí pomocné větve je převzetí (komutace) poruchového proudu během doby vypínání UFD v hlavní větvi.



Obrázek 3.16: Průběh vypínání poruchového proudu hybridním vypínačem [17]

Vypínací proces, znázorněný na Obr. 3.16, se skládá ze 4 následujících kroků:

- $t_0 - t_1$: Normální stav, hlavní větví protéká proud I_{normal} .
- $t_1 - t_2$: V okamžiku vzniku poruchy t_1 , proudu hlavní větví prudce narůstá až do hodnoty I_{komut} . LCS omezuje proud hlavní větví, čímž se zvyšuje napětí jak na větví hlavní, tak pomocné, do které proud postupně komutuje.
- $t_2 - t_3$: V čase t_2 dojde k vypnutí UFD (do 2 ms). Během této doby musí IGBT skupiny ve vedlejší větvi vydržet stále narůstající proud do hodnoty I_{max} . V okamžiku vypnutí UFD dochází i k postupnému vypínání IGBT skupin.
- $t_3 - t_4$: Vlivem vypínání IGBT ve vedlejší větvi je poruchový proud nucen komutovat do větve nelineárních varistorů, čímž je postupně omezen na nulovou hodnotu. Poté dojde k otevření odpojovače zbytkového proudu RCD (Residual Current Disconnect), aby nedošlo k tepelnému přetížení varistorů.

4 Technické zhodnocení variant vzorového HVDC vedení

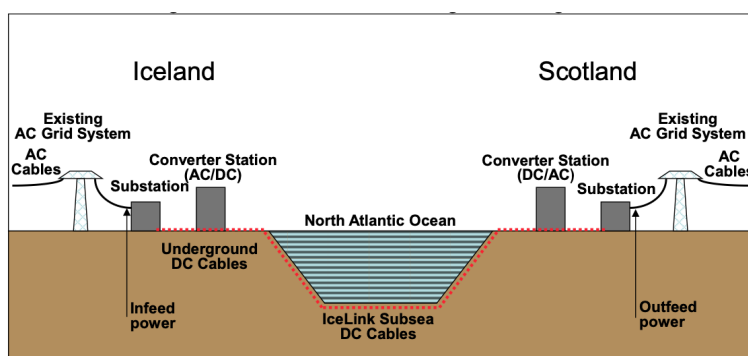
Obsahem následující části práce bude technické zhodnocení možných variant realizace kabelového HVDC vedení z hlediska využívaných konfigurací a dostupných kabelových technologií (viz kap. 4.2 níže). Posouzení návrhu i dalších prvků, ze kterých celý HVDC systém sestává by bylo značně komplexní a přesahovalo by to zadání práce. V následující části 4.1 o technických specifikacích systému proto budou pouze nastíněna řešení nutných částí, které jsou spjaté i s návrhem kabelového vedení. Pro inspiraci bude zvolen HVDC projekt IceLink, u něhož je nutno poznamenat, že se aktuálně nachází teprve v plánovací a schvalovací fázi, a proto budou níže uvedená data pouze demonstrační, případně určena autorem práce.

Cílem vzorového vedení je posílení dodávky elektrické energie do přenosové soustavy Spojeného království ze soustavy Islandu, který disponuje největší produkcí zelené elektrické energie na světě. Přibližně 70 % islandské výroby pochází z vodních elektráren a zbylých 30 % z geotermálních. Vzhledem k nízkému počtu obyvatel Islandu, připadá na jednu osobu přibližně 55 MWh elektrické energie ročně, což je oproti evropskému průměru téměř desetinásobek. Hodnoty jmenovitých napětí a frekvencí soustav jsou uvedeny níže v Tab. 2.

Tabulka 2: Základní parametry AC soustav k propojení

HVAC soustava	Jmenovité napětí (kV)	Frekvence (Hz)
Island	220	50
UK	275	50

4.1 Základní technické specifikace



Obrázek 4.1: Schéma orientačního pohledu na vedení IceLink [18]

4.1.1 Volba měniče a jeho vliv na kabelové vedení

Poněvadž návrh samotného měniče, popř. i dalších prvků s ním spojených, by přesahovalo zadání práce, bude v této části pouze naznačeno možné řešení jeho volby dle dosavadních znalostí o komponentech HVDC systémů z předchozích kapitol. K tomuto řešení se bude dále přihlížet ve vztahu s kabelovým návrhem.

Jak již bylo představeno výše, vedení má propojovat dvě soustavy, které sice pracují na stejné frekvenci, ale jsou vzájemně izolovány. Jedná se proto o asynchronní soustavy, u kterých lze očekávat rozdílný jak fázový úhel napětí, tak zátěžný úhel z důvodu odlišných výkonových poměrů. Z hlediska docílení vyšší statické i dynamické stability obou přenosových soustav se jako vhodnější řešení jeví volba VSC měniče, který je pro kabelová vedení obecně vhodnější. Důvodem je např. změna toku výkonu, která se v případě VSC měničů realizuje změnou polaritý stejnosměrného proudu při zachování stejné polaritý napětí.

V případě CSC měničů je tomu přesně naopak, tzn. změny toku výkonu je dosaženo obrácením polaritý napětí systému (anglicky Voltage Polarity Reversal - VPR), kterým jsou ovlivněny zejména extrudované kabely v důsledku prostorového náboje naakumulovaného v jejich polymerové izolaci. MI kabely sice obecně odolávají převrácení polaritý lépe, avšak jsou přesto omezena z hlediska počtu, dobou trvání a dobou mezi dvěma po sobě jdoucími převráceními. Při VPR jsou dielektrika vystavena silným elektrickým i tepelným namáháním (dielektrické ztráty), což má pochopitelně dopad na jejich životnost. Absence nejen dielektrických ztrát je však jeden z důvodů, proč HVDC systémy umožňují řádově vyšší přenosovou schopnost, a jsou proto výhodnější. Volbou VSC měniče se dielektrické ztráty omezí pouze na přechodové stavy v důsledku poruch nebo údržeb, a tak je můžeme pro potřeby této práce nadále zanedbat.

4.1.2 Kabelové vedení

Zaústění vedení je konkrétně doposud plánováno na jihovýchodní části Islandu (nedaleko vesnice Djúpivogur) a u skotského města Peterhead, kde má ústít rovněž vedení pod komerčním názvem NorthConnect [19]. Na základě znalosti geografické polohy těchto míst proto byla odhadnuta trajektorie (viz Obr. 4.2) a délka podmořského úseku vedení.



Obrázek 4.2: Pohled na zvolenou podmořskou trasu vedení (Zdroj: Google Maps)

Dále bude předpokládáno, že se vedení bude skládat také z podzemního úseku, čímž bude respektována skutečnost, že kabely je nutné zaústit do měničových rozvodů, které pravděpodobně nebudou umístěny v bezprostřední blízkosti pobřeží. Zvolené délky obou úseků jsou společně s dalšími parametry potřebné pro výpočty uvedeny v Tab. 3.

Tabulka 3: Základní parametry kabelového HVDC vedení

Parametr	Hodnota
Přenosová kapacita P_N	1200 MW
Stejnoseměrné napětí U_0	± 500 kV
Délka podmořského úseku l_m	1100 km
Délka podzemního úseku l_z	2x25 km

4.2 Typy kabelů pro HVDC přenos

Jak již bylo zmíněno v úvodu této části, snahou autora práce bude zhodnotit technické varianty provedení kabelového vedení. Kabely pro přenosová vedení rozlišujeme nejen dle způsobu uložení, tj. na podmořské a podzemní, ale také dle typu použité izolace, která hraje stěžejní roli z hlediska provozních vlastností. Jedná se zpravidla o elektrickou pevnost, která limituje maximální hodnotou napětí, a tedy i přenosovou kapacitu, ale také elektrickou a tepelnou vodivost, které ovlivňují životnost celého kabelu. V následující kapitole proto budou detailněji popsány kabely s dielektriky, které se v HVDC systémech aktuálně uplatňují. Z hlediska použité izolace můžeme HVDC kabely rozdělit do dvou základních skupin:

- Kabely s izolací z impregnovaného papíru (viz Obr. 4.3 a 4.4)
- Kabely s polymerovou izolací (viz Obr. 4.5 a 4.6)

4.2.1 Kabely s izolací z masivně impregnovaného papíru (MI)

Izolace MI (Mass-Impregnated) kabelů je jednou z prvních technologií, která vznikla v reakci na řadu nevýhod původního typu kabelů s papírovou izolací plněnou nízkoviskózním olejem, který ač vynikal dobrými elektrickými a tepelnými vlastnostmi, vyžadoval pro jejich udržení nuceného podélného proudění.

Nynější MI (Mass-Impregnated) kabely mají izolaci rovněž tvořenou papírovými pásy z čisté celulózy, tzv. kraftového papíru, ale po vysušení a omotání kolem jádra jsou naimpregnovány vysokoviskózním olejem, popř. podobnou minerální tekutinou, která si zachovává stejné vlastnosti podél celé délky kabelu bez nutnosti proudění. Takto vytvořená izolace vyniká zejména rovnoměrným rozložením elektrického pole, což zamezuje vzniku míst s akumulovaným prostorovým nábojem. Díky této skutečnosti se MI kabely v posledních desetiletích velmi dobře osvědčily i pro aplikace v HVDC systémech využívající CSC měničů [15]. Příklad podmořského kabelu s hliníkovým jádrem od firmy Prysmian je znázorněn na Obr. 4.3.

Další předností oproti jejich předchůdci je, že v případě porušení vnějších ochranných vrstev nedochází k úniku minerální tekutiny vlivem její vysoké viskozity do



Obrázek 4.3: Podmořský MI kabel s Al jádrem pro napětí 500 kV (Zdroj: Prysmian)

okolního prostředí. To je nežádoucím jevem zejména při podmořském použití. MI kabely jsou dostupné pro napětí až 525 kV a jejich přenosová schopnost je limitována poměrně nízkou maximální provozní teplotou jádra, která by obvykle neměla překročit na 55 °C [15]. Další nevýhodou je vyšší hmotnost (až 55 kg/m). Pro svou historicky nízkou poruchovost je lze stále považovat za nejpoužívanější kabelový typ. S pokračujícím rozvojem vlastností polymerových materiálů, které při nižší hmotnosti na metr délky slibují vyšší přenosovou kapacitu, se však očekává jejich postupné nahrazení [20].

4.2.2 Kabely s izolací z polypropylenu a papírového laminátu (PPL)

PPL (Polypropylen Paper Laminate) izolace vznikla nahrazením izolace MI kabelů laminátem, která vzniká střídavým prokládáním papírových a polypropylenových vrstev (viz Obr. 5.4) Nahrázením části impregnovaného papíru polypropylenem dochází ke zvýšení jak elektrické pevnosti (MI-PPL kabely jsou vyráběny pro napětí až 800 kV), tak maximální provozní teplota jádra na 80-90 °C [15]. Tento kabelu v současnosti disponuje nejvyšší přenosovou schopností až 2000 MW. Ačkoliv doposud nebyl příliš aplikován, příkladem může např. britský projekt Western HVDC Link o přenosové kapacitě 2200 MW při bipolární konfiguraci.



Obrázek 4.4: Podmořský MI-PPL kabel s Cu jádrem (Zdroj: Prysmian)

4.2.3 Kabely s izolací ze zesíťového polyethylenu (XLPE)

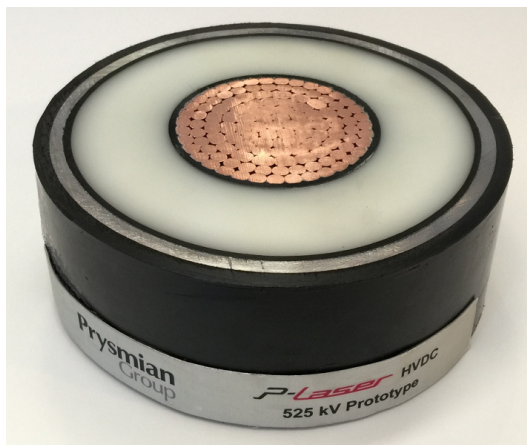
Jedná se o kabely s extrudovanou izolací z příčně provázaného polyethylenu. Tento materiál je v současnosti nejpoužívanějším dielektrikem na bázi polymeru pro silové kabely, jak pro střídavý, tak stejnosměrný proud. XLPE je navržen, aby odolával velkým proudovým (tj. tepelným) zatížením a agresivnímu prostředí. Ve srovnání s masivně impregnovanými kabely, vykazuje XLPE vyšší provozní teploty okolo 70 °C [15] a nižší nákladů na výrobu. Oproti kabelům pro střídavé aplikace, je pro namáhání stejnosměrným elektrickým polem XLPE izolace speciálně navržena tak, aby omezovala akumulaci prostorového náboje. Ten, jak bylo nastíněno v Kap. 3.6.3, způsobuje lokální zesílení elektrického pole, ohřev a následně i elektrický průraz izolace. XLPE kabely jsou vhodné pro napětí až 600 kV [20]. Příklad XLPE kabelu využívaný pro podmořská HVDC vedení je na Obr. 4.5.



Obrázek 4.5: Podmořský XLPE kabel pro napětí 200 kV (Zdroj Prysmian)

4.2.4 Kabely s izolací z termoplastického elastomeru (HPTE)

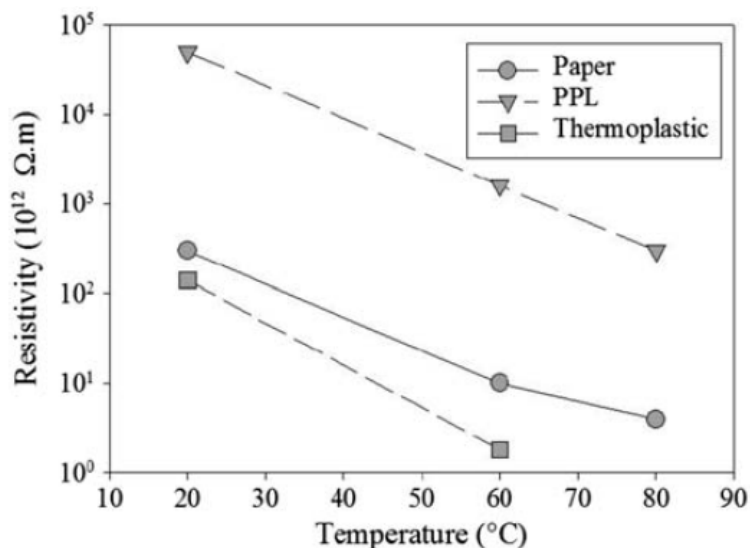
Jedná se o druhého zástupce kabelů s extrudovanou izolací. Zde je pro izolační materiál využito termoplastického elastomeru, anglicky High-Performance Thermoplastic Elastomer (HPTE), jež kombinuje dobré elektrické a zejména termomechanické vlastnosti, kterými překonává XLPE. Jedná se zejména o maximální provozní teplotu pohybující se v rozmezí 90-100 °C. Pro krátkodobá přetížení dosahuje hodnot až 130 °C. HPTE izolace obecně vyniká dobrou mechanickou flexibilitou. Na rozdíl od XLPE nevyžaduje odplynění (tj. odstranění reziduálních plynů z výroby) a nedochází u nich k tvorbě mikroskopických jantarových zrnků, které zvyšují akumulaci prostorového náboje a zhoršují tak elektrické vlastnosti. Tento materiál je navíc dobře recyklovatelný a při jeho výrobě se netvoří nežádoucí vedlejší produkty (např. metan). HPTE izolace byla vyvinuta pod firmou Prysmian a technologie nese označení P-Laser [15]. Ukázka průřezu prototypu podzemního HPTE kabelu je na Obr. 4.6.



Obrázek 4.6: Prototyp podzemního HPTE kabelu pro napětí 525 kV (Zdroj Prysmian)

4.3 Tepelná analýza kabelového vedení

V současné době je návrh a modelování přenosových kabelových vedení prováděno pomocí komplexních výpočetních programů a simulací. Tepelná analýza je jednou ze základních metod pro ověření, zda-li zvolený kabel vyhovuje navrženému proudovému zatížení. Důvodem je závislost elektrické intenzity v izolaci, která exponenciálně narůstá se zvyšující se teplotou vlivem klesající rezistivity izolantů. Pokles rezistivity s teplotou je poměrně značný zejména u polymerních materiálů. V důsledku poklesu rezistivity narůstá svodový proud dielektrikem, který jej nadále ohřívá, a tím hrozí jeho elektrotepelný průraz (dielektrikum se stane částečně vodivým). Příklad průběhů rezistivit impregnovaného papíru (MI), polypropylen-papírového laminátu (PPL) a termoplastů (XLPE, HPTE) v závislosti na teplotě je znázorněn na Obr. 4.7.



Obrázek 4.7: Rezistivita zvolených dielektrik při různých teplotách a el. intenzitě 20 kV/mm [15]

Na uvedených závislostech vidíme, že nejvyšší rezistivitu vykazuje izolace PPL, jejíž teplotní závislost je navíc přibližně přímkového charakteru. Při zvýšení teploty o 60 °C došlo k poklesu rezistivity o cca 10^3 Ωm na necelých 10^{13} Ωm. O něco nižší rezistivitu (o cca 10^2 Ωm) vykazuje izolace MI kabelů, ovšem s již nelineárním průběhem. Polymerová izolace dosahuje obdobné rezistivity jako papírová (MI),

avšak její pokles s narůstající teplotou je prudší. Takovéto odlišné chování daných izolačních materiálů je proto důležité brát v úvahu nejen při dimenzování HVDC kabelů.

Pro potřeby této práce bude využito pouze zjednodušené výpočetní metody při ustáleném stavu, tj. bude předpokládáno následující:

- Kabely prochází v čase neproměnný proud I_N , jehož velikost je dána konfigurací a parametry vedení dle Tab. 3.
- V kabelech se uplatňují pouze Jouleovy ztráty dané rezistencí jádra.
- Izolační vrstvy jsou namáhány elektrickým polem s konstantní intenzitou.
- Ohmické ztráty v dielektrikách budou vlivem jejich velmi nízké vodivosti zanedbány společně s jejich závislostí na teplotě a elektrické intenzitě.
- Průběh elektrické intenzity izolačními vrstvami je rovnoměrně rozložený a radiálně symetrický kolem jádra kabelu.
- Přenos tepla z jádra kabelu do okolí bude pouze prostřednictvím stacionárního vedení. Konvekce bude v případě podmorského kabelu zanedbána, neboť bude předpoklad, že kabel byl při instalaci přikryt dostatečnou vrstvou mořského sedimentu.
- Nebude uvažován vnější zdroj tepla. V případě bipolárního (dvoukabelového) zapojení bude uvažováno, že kabely jsou od sebe dostatečně vzdáleny natolik, aby se tepelně neovlivňovaly.

Podstatou níže uvedených výpočtů proto bude stanovit teplotní gradient v izolaci a teplotu na povrchu jádra pro daný kabelový model dle způsobu uložení a navrženém proudovém zatížení. Podle vypočtených hodnot bude zhodnoceno, zda-li je daný typ kabelů možné v dané aplikaci použít, či nikoliv. Stěžejními kritérii bude dodržení maximálního teplotního gradientu (spádu) v tloušťce izolace $\Delta T_{iz,max}$, která bude pro všechny kabely zvolena jako **20 K** podle [21], a maximálního oteplení na povrchu jádra $\theta_{j,max}$ (viz Tab. 4) u každého typu.

Tabulka 4: Srovnání základních parametrů kabelů využívaných pro HVDC přenos [15]

	Typ kabelu			
	XLPE	P-Laser	MI	MI-PPL
U_0 (kV)	±600	±600	±525	±800
P_N (MW)	1500	1700	1200	2000
$\theta_{j,max}$ (°C)	70	90-100	55	85
Hmotnost (kg/m)	20-25		30-60	

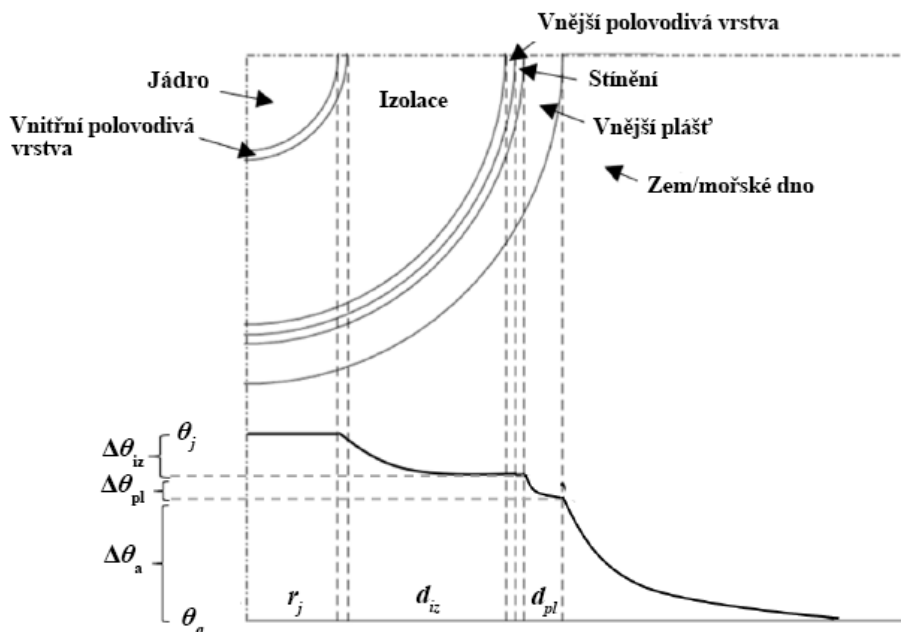
4.3.1 Vztahy pro výpočet

Všechny níže provedené tepelné výpočty budou odvozeny z Fourierova zákona pro vedení tepla, jež je pro stacionární vedení v izotropním materiálu formulován jako:

$$\vec{q} = -\lambda \nabla T = -\lambda \frac{dT}{dx} \quad (1)$$

kde \vec{q} je vektor hustoty tepelného toku (Wm^{-2}) určující množství tepla protékající jednotkou plochy (zde jen ve směru osy x), λ je součinitel tepelné vodivosti ($\text{W/m}\cdot\text{K}$) a ∇T je teplotní gradient/spád ($\text{K}\cdot\text{m}^{-1}$).

V rámci našich výpočtů budou uvažovány teplotní spády jen v izolační vrstvě, polovodivých vrstvách, ve vnějším plášti a v okolním prostředí. Důvodem je, že tyto vrstvy jsou největšími tepelnými izolanty, neboť vykazují největší tloušťky a naopak nejmenší hodnoty tepelných vodivostí. Teplotní rozdíly daných vrstev kabelu (vyjma vrstev polovodivých, které se z nich uplatňují nejméně) jsou znázorněny na Obr. 4.8.



Obrázek 4.8: Teplotní distribuce napříč vrstvami HVDC kabelu [22]

Protože budeme nadále pracovat s teplotními rozdíly, nahradíme rozdíl absolutních termodynamických teplot ΔT v K rozdílem teplot $\Delta\theta$ ve $^{\circ}\text{C}$. Dle [22] pak pro teplotní spády vrstev můžeme napsat rovnici:

$$\Delta T = \Delta\theta = \Delta\theta_{pv1} + \Delta\theta_{iz} + \Delta\theta_{pv2} + \Delta\theta_{pl} + \Delta\theta_a \quad (2)$$

Dosazením rovnice (2) do (1) a následnou úpravou dostaneme vztah pro celkový teplotní spád kabelem, který je dán rozdílem teplot jádra a okolí:

$$\theta_j - \theta_a = \Delta\theta = \Delta P_j R_T = \Delta P_j (R_{T,pv1} + R_{T,iz} + R_{T,pv2} + R_{T,pl} + R_{T,a}) \quad (3)$$

kde θ_j je teplota jádra kabelu ($^{\circ}\text{C}$), θ_a je teplota okolního prostředí ($^{\circ}\text{C}$), ΔT je teplotní rozdíl mezi jádrem a okolím (K), ΔP_j jsou Jouleovy ztráty v jádře kabelu

(W/m), R_T je celkový tepelný odpor kabelu (m·K/W) a $R_{T,pv1}$, $R_{T,iz}$, $R_{T,pv2}$, $R_{T,pl}$, $R_{T,a}$ jsou tepelné odpory vnitřní polovodivé vrstvy, izolace, vnější polovodivé vrstvy, pláště a okolního prostředí (m·K/W)

Pro výpočet Jouleových ztrát ΔP_j ve stejnosměrném obvodu platí:

$$\Delta P_j = R_e \cdot I_N^2 = I_N^2 \cdot R_{20}[1 + \alpha(\theta_j - 20)] \quad (4)$$

kde I_N je jmenovitá hodnota stejnosměrného proudu (A), R_e (Ωm^{-1}) je rezistence jádra při teplotě θ_j , R_{20} (Ωm^{-1}) je rezistence jádra při teplotě 20 °C (pro zvolený Cu průřez vypočteno jako $9 \cdot 10^{-6} \Omega\text{m}^{-1}$ respektující faktor plnění 0,95) a α ($^{\circ}\text{C}^{-1}$) je teplotní součinitel rezistivity pro kov (pro Cu zvoleno $0,004 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$).

Výše uvedené tepelné odpory se stanoví na jednotku délky kabelu o poloměru jádra r_j (mm) pro dané vrstvy o tloušťce d (mm) a tepelné vodivosti λ (W/m·K). Jejich výpočet je stanoven z geometrie kabelu, tj. z kondukce tepla válcovou stěnou, jako:

$$R_{T,pv1} = \frac{1}{2\pi\lambda_{pv1}} \ln\left(\frac{r_j + d_{pv1}}{r_j}\right) \quad (5)$$

$$R_{T,iz} = \frac{1}{2\pi\lambda_{iz}} \ln\left(\frac{r_j + d_{pv1} + d_{iz}}{r_j + d_{pv1}}\right) \quad (6)$$

$$R_{T,pv2} = \frac{1}{2\pi\lambda_{pv2}} \ln\left(\frac{r_j + d_{pv1} + d_{iz} + d_{pv2}}{r_j + d_{pv1} + d_{iz}}\right) \quad (7)$$

$$R_{T,pl} = \frac{1}{2\pi\lambda_{pl}} \ln\left(\frac{r_j + d_{pv1} + d_{ins} + d_{pv2} + d_{pl}}{r_j + d_{sm1} + d_{iz} + d_{pv2}}\right) \quad (8)$$

Tepelný odpor okolního média o tepelné vodivosti λ_a , pro jejíž hodnoty bude vycházeno z Tab. 6, určíme jako:

$$R_{T,a} = \frac{1}{2\pi\lambda_a} \ln\left(\frac{2h - 2r_k}{2r_k}\right) \quad (9)$$

kde h (m) je tloušťka vrstvy okolního média, pod kterou je kabel uložen (při výpočtech bude uvažováno 1,5 m [23]) a r_k (m) je celkový poloměr kabelu.

4.3.2 Kabelové modely

Pro porovnání budou uvažovány kabely pro napětí 500-525 kV s měděným jádrem o jednotném průřezu $s_j = 2000 \text{ mm}^2$ pro splnění předpokladu generovaného stejného množství Jouleova tepla. Dle dostupných informací byly určeny základní parametry tak, aby co nejvíce odpovídaly skutečným hodnotám. Jedná se o tloušťku vnitřní polovodivé vrstvy d_{pv1} , která bude pro všechny kabely zvolena jako 3 mm, tloušťku vnitřní polovodivé vrstvy $d_{pv2} = 1 \text{ mm}$ a tloušťku vnějšího pláště $d_{pl} = 6 \text{ mm}$. Tloušťky izolačních vrstev, které především určují tepelné chování kabelů, jsou společně s již uvedenými parametry uvedeny v Tab. 5.

Tabulka 5: Rozměry HVDC kabelů použité pro výpočty [15], [21]

Parametr	XLPE	HPTE	MI	MI-PPL
s_j (mm ²)	2000			
d_{iz} (mm)	28,1	25	19,5	22
d_{pv1} (mm)	3			
d_{pv2} (mm)	1			
d_{pl} (mm)	6			

Pro kabely podmořské a podzemní bude předpokládána stejná konstrukce (např. absence výztuh a dalších vrstev u podmořských kabelů). Z důvodů rozdílných tepelných vodivostí však bude pro podmořské kabely jako materiál vnějšího pláště uvažován polypropylen (PP), viz kap. 3.6.2, a pro kabely podzemní polyetylen (PE). Hodnoty tepelných vodivostí vše uvažovaných materiálů jsou v Tab. 6.

Tabulka 6: Hodnoty tepelných vodivostí λ vybraných materiálů [24], [23]

Materiál	λ (W/m·K)
Impregnovaný papír	0,167
PPL, PP	0,182
HPTE	0,222
XLPE, PE	0,286
Polovodivá sloučenina	0,286

4.3.3 Způsob uložení

Prostředí, ve kterém jsou kabely uloženy, zaručuje odvod tepla do okolí. Není-li přenos tepla dostatečný, dochází ke zvýšení teplotního gradientu v izolačních vrstvách, čímž je ohrožena tepelná stabilita kabelu. Správná simulace okolního prostředí, ve kterém se uložení kabelů předpokládá, je proto při tepelném návrhu podstatná. Dle zadání, kdy bude vzorové kabelové vedení instalováno částečně na mořském dně a částečně pod zemí, budou modelována dvě prostředí s největší výstižností vůči případnému skutečnému provedení. Stanovení tepelné vodivosti prostředí λ_a , v němž je kabel uložen (půdy, mořské dno), je obecně složité, neboť vodivost značně závisí na složení daného materiálu a obsahu vody. Při výpočtech proto bude uvažována pouze závislost na obsahu vody, která tepelnou vodivost značně zvyšuje. Příklad některých typů prostředí včetně odpovídající hodnot λ_a a θ_a podle mezinárodní normy IEC 60287 [25] jsou uvedeny níže v Tab.7.

Pro analýzu podmořského úseku budou zvoleny hodnoty $\lambda_a = 2,5$ W/m·K a $\theta_a = 5$ °C nejvíce odpovídající prostředí dna Severního Atlantského oceánu. Pro podzemní úsek pak bude voleno $\lambda_a = 1$ W/m·K a $\theta_a = 20$ °C, které zase nejvíce vystihují nejhorší podmínky prostředí pobřeží Islandu a Spojeného království.

Tabulka 7: Hodnoty tepelných vodivostí a teplot dle typu prostředí [22]

Typ prostředí	λ_a (W/m·K)	θ_a (°C)
Mořský sediment	2,5	5
Velmi vlhká půda	1,4	20
Vlhká půda	1	20
Suchá půda	0,5	30

4.3.4 Monopolární konfigurace

Zvolený výkon systému 1200 MW, kterému odpovídá proud $I_N = 2400$ A (viz Tab. 3), bude přenášen pouze jedním kabelem daného typu, přičemž způsob provedení cesty zpětného proudu (zemí nebo dalším metalickým kabelem, viz v kap. 2.1) bude z hlediska tepelné analýzy hlavního vodiče zanedbán.

Na základě parametrů kabelových modelů z Tab. 5,6 a způsobů uložení Tab. 7 byly dle vztahů (5-9) určeny tepelné odpory vrstev kabelů pro dané uložení. Jejich dosazením do rovnice (3) byly určeny teploty jádra θ_c a teplotní spády v tloušťce izolace ΔT_{iz} . Dosazením do rovnice (4) byly vypočteny tepelné ztráty kabelů ΔP_j . Uvedené hodnoty jsou uvedeny níže v Tab. 8.

Tabulka 8: Výsledné hodnoty tepelné analýzy kabelů dle způsobu uložení při monopolární konfiguraci

Úsek vedení	Podmořský ($\theta_a = 5$ °C)				Podzemní ($\theta_a = 20$ °C)			
	$l = 1100$ km				$l = 50$ km			
Typ kabelu	XLPE	HPTE	MI	MI-PPL	XLPE	HPTE	MI	MI-PPL
θ_j (°C)	50,0	55,5	60,0	59,7	94,6	101,7	108,0	107,4
ΔT_{iz} (K)	21,8	26,1	29,3	29,4	25,4	30,6	34,4	34,6
ΔP_j (W/m)	58,1	59,2	60,1	60,1	67,3	68,8	70,1	70,0
ΔP_v (MW)	63,9	65,1	66,1	66,1	3,4	3,4	3,5	3,5

Z výsledků vidíme, že došlo k překročení maximálního teplotního spádu v izolaci $\Delta T_{iz,max}$ u všech typů kabelů a při obou způsobech uložení. V důsledku příliš vysokého teplotního gradientu by došlo k silnému elektrotepelnému namáhání a hrozilo by minimálně snížení životnosti celého kabelu. V horším případě by mohlo dojít i k lokálním průrazům vlivem prostorového náboje, který je s teplotou silně spjat. Z hlediska pouze maximální přípustné teploty na povrchu jádra by v případě mořského úseku nebylo možné použít kabel s MI izolací, jež dosáhl oteplení 60 °C. Izolace MI kabelů vykazuje nejnižší tepelnou vodivost, a tak skrz ní prochází teplo nejhůře. Proto se u nich očekává nejvyšších hodnot jak oteplení jádra, tak teplotního gradientu izolace.

Značně neuspokojivě se pak jeví výsledky analýzy podzemní části, u které došlo k překročení nejen teplotního gradientu, ale i dovoleného oteplení na povrchu jádra, v případě MI kabelu téměř o dvojnásobek. Toto zjištění souvisí s mnohem horším odvodem tepla z kabelového povrchu při uložení do země (nižší tepelná vodivost

při zároveň vyšší teplotě okolí). Provoz v monopolární konfiguraci by tak za zvolených parametrů kabelů možný nebyl. Dalším aspektem jsou celkové ztráty, které by pro celé vedení, tj. oba úseky, představovaly necelých 70 MW, což je cca 6 % z přenášeného výkonu oproti typickým 3-4 % pro uvažovanou délku.

4.3.5 Bipolární konfigurace

Postup při analýze bipolárního zapojení byl obdobný. Uvažovaly se totožné kabely, akorát s polovičním proudovým zatížením na jeden kabel, tj. $I_N = 1200$ A. Jak již bylo popsáno výše, vzdálenost mezi oběma kabely se uvažovala dostatečná na to, aby se kabely vzájemně tepelně neovlivňovaly. Výsledné hodnoty jsou uvedeny v Tab. 9.

Tabulka 9: Výsledné hodnoty tepelné analýzy kabelů dle způsobu uložení při bipolární konfiguraci

Úsek vedení	Podmořský ($\theta_a = 5$ °C)				Podzemní ($\theta_a = 20$ °C)			
	$l = 1100$ km				$l = 50$ km			
Typ kabelu	XLPE	HPTE	MI	MI-PPL	XLPE	HPTE	MI	MI-PPL
θ_j (°C)	14,9	15,9	16,7	16,6	35,2	36,4	37,4	37,3
ΔT_{iz} (K)	4,8	5,7	6,3	6,3	5,2	6,2	6,8	6,8
ΔP_j (W/m)	12,7	12,7	12,8	12,8	13,8	13,8	13,9	13,8
ΔP_v (MW)	27,9	28,0	28,1	28,1	1,37	1,38	1,39	1,39

Z hodnot teplotního gradientu ΔT_{iz} je zřejmé, že ani v jednom případě nebyla přesažena hodnota 20 K. Z hlediska oteplení jádra došlo oproti předchozímu případu k poklesu o více jak 65 %, a tedy byly rovněž dodrženy maximální hodnoty pro oba způsoby uložení. Tyto výsledky poukazují, že by kabely za daných podmínek neměly být vystaveny nadměrným tepelným ani elektrickým stresům. S ohledem na dostatečnou rezervu, kterou hodnoty ukazují, lze navíc konstatovat, že by kabely měly vyhovět i za okolností, kdyby jejich vzájemná vzdálenost nebyla tak velká, aby jejich vzájemné tepelné ovlivnění šlo zcela zanedbat, jak bylo uvažováno doposud.

Ztráty kabelů se pohybovaly okolo 13 W/m při uložení v moři a 14 W/m při uložení v zemi. Přepočtem na celkové délky dílčích úseků získáme pro oba úseky celkové ztráty na vedení ΔP_v necelých 30 MW, což je asi o 40 MW méně než v případě monopolárního zapojení. V poměru k celkovému výkonu tedy dostáváme ztráty pouze okolo 2,5 %.

Bližším porovnáním dílčích kabelových možností vidíme minimální rozdíly mezi vypočtenými hodnotami, které jsou dány zejména podobnými geometrickými rozměry modelů (tloušťky izolačních vrstev) a součiniteli tepelných vodivostí. Největších odchylek od ostatních obecně dosahovaly kabely s MI a PPL izolací, u kterých bylo jádro teplejší o cca 1 až 2 °C. Přesto však můžeme tvrdit, že za zvolených podmínek by byl odvod tepla z povrchu jádra dostatečný u všech typů izolací.

Závěr

V rámci této práce byly představeny systémy stejnosměrného přenosu HVDC a jejich porovnání s přenosem HVAC, přičemž byly zmíněny hlavní výhody a nevýhody obou systémů. Dále byly popsány typické konfigurace a souhrnný přehled základních komponentů, v nichž se HVDC systémy realizují. Znalosti nabyté z předchozích částí pak byly částečně využity v poslední výpočetní kapitole práce, která byla věnována vzorovému kabelovému HVDC vedení a jeho možným způsobům realizace podle zvolených parametrů. Technické zhodnocení bylo provedeno na základě stručné tepelné analýzy a s ní souvisejících aspektů.

Jako vzorové vedení byl zvolen projekt IceLink, který má kabelem propojit přenosové soustavy Islandu a Spojeného království, a tím posílit její dodávky elektrické energie. Pro vedení byly představeny hlavní kabelové technologie dle izolačních materiálů na bázi polymerů nebo impregnovaného papíru. Následně byly zvoleny parametry vedení dle dostupných informačních zdrojů nebo byly odhadnuty autorem práce podle jeho znalostí. Vedení bylo rozděleno na úsek vedoucí pod mořským dnem a na úsek podzemní. Kabely a prostředí byly modelovány pomocí geometrických rozměrů, teplot a součinitelů tepelné vodivosti. Posléze byla provedena tepelná analýza s cílem ověřit, je-li možné za uvedených podmínek zvolené kabelové typy provozovat, aniž by došlo k překročení dovolených hodnot oteplení a teplotních spádů napříč izolační vrstvou, jakožto kritickou částí kabelového vedení.

Dle získaných výsledků je možné konstatovat, že při zvolených parametrech jako jsou zejména přenosová kapacita, napěťová hladina, délka vedení a průřez jádra kabelu, je nutné využít bipolární konfiguraci, tj. přenos prostřednictvím dvou kabelů. V případě monopolárního zapojení by došlo k překročení dovoleného teplotního gradientu, který je přímo spojen i s parametry elektrickými, zejména elektrickou intenzitou. Ta má stěžejní roli při dodržení izolačních vlastností kabelu. Dalším aspektem spojeným s nadměrným oteplením jsou i ztráty, které v případě monopolárního zapojení vycházely více jak dvojnásobné. Nejjednodušším řešením by mohla být např. volba většího průřezu jádra, a tím snížení množství generovaného tepla v jádře kabelu.

Z hlediska porovnání jednotlivých kabelů je z dostupných dat pro jejich modelování zřejmé, že MI kabely dosahují nejvyšších oteplení vlivem horšího odvodu tepla izolačními vrstvami, třebaže disponují nižší tloušťkou než polymerové izolace vlivem vyšší elektrické pevnosti a lepšího rozložení elektrického pole. MI a PPL kabely tedy budou obecně vykazovat o něco vyšší tepelné ztráty než třeba XLPE nebo HPTE. V případě bipolárního zapojení, kde nebyly kabely tolik tepelně namáhány, se jednalo o rozdíl pouze v řádech desetin W/m (cca 0,1 MW na celou délku vedení), v případě monopolárního už však šlo o jednotky W/m. Pokud by za takových okolností bylo možné provozovat např. tepelně odolnější PPL kabely, šlo by už o poměrně značné navýšení celkových ztrát na vedení (cca 2 MW oproti XLPE kabelům).

Nutno poznamenat, že vzhledem ke značně omezené dostupnosti informací spojené s parametry reálných kabelových typů pro potřeby provedení důslednější analýzy, je závěrečná část práce koncipována spíše jako úvod do způsobů návrhů kabelových HVDC vedení. Jedná se zejména o parametry udávající maximální hodnoty teplotních gradientů nebo kritické hodnoty elektrických intenzit pro různé typy dielektrik. S tímto vědomím by se v rámci návrhů na zlepšení mohla práce více orientovat např. směrem problematiky prostorového náboje a vlivům na jeho akumulaci s ohledem na typ dielektrika a druh okolního prostředí.

Seznam obrázků

1.1	Srovnání ztrát a nákladů HVDC a HVAC systémů podle vzdálenosti [3]	3
2.1	Blokové schéma asymetrické monopolární konfigurace [6]	5
2.2	Blokové schéma symetrické monopolární konfigurace [6]	6
2.3	Blokové schéma bipolárního systému bez zpětného vodiče [6]	6
2.4	Blokové schéma „back-to-back“ systému [4]	7
2.5	Blokové schéma čtyřterminálové konfigurace projektu Zhangbei [7]	8
3.1	Schéma zapojení dvanáctipulzního CSC měniče [8]	9
3.2	Příklad zapojení CSC měničů a dalších prvků jako monopol [9]	10
3.3	Schéma zapojení tříúrovňového VSC měniče [8]	12
3.4	Schéma zapojení dvou 3f měničových transformátorů [4]	12
3.5	Jednofázový dvouvinutový transformátor firmy Siemens Energy [10]	13
3.6	Vzduchová vyhlazovací tlumivka [11]	14
3.7	Dvojitě laděný pasivní filtr s frekvenční charakteristikou [12]	16
3.8	Konfigurace aktivního DC filtru [13]	16
3.9	Porovnání šířky koridoru OHL vedení HVDC a HVAC [14]	17
3.10	Průřez vysokoteplotního vodiče ACCC [5]	19
3.11	Struktura podzemního (a) a podmořského (b) HVDC kabelu [15]	20
3.12	Podzemní kabel s Millikenovo jádrem (a) a kruhovým jádrem z komprimovaných vodičů (b) [15]	20
3.13	Schéma zapojení elektromechanického vypínače [16]	23
3.14	Schéma zapojení polovodičového vypínače [16]	24
3.15	Schéma zapojení hybridního vypínače ABB [17]	25
3.16	Průběh vypínání poruchového proudu hybridním vypínačem [17]	25
4.1	Schéma orientačního pohledu na vedení IceLink [18]	26
4.2	Pohled na zvolenou podmořskou trasu vedení (Zdroj: Google Maps)	27
4.3	Podmořský MI kabel s Al jádrem pro napětí 500 kV (Zdroj: Prysmian)	29
4.4	Podmořský MI-PPL kabel s Cu jádrem (Zdroj: Prysmian)	29
4.5	Podmořský XLPE kabel pro napětí 200 kV (Zdroj Prysmian)	30
4.6	Prototyp podzemního HPTE kabelu pro napětí 525 kV (Zdroj Prysmian)	31
4.7	Rezistivita zvolených dielektrik při různých teplotách a el. intenzitě 20 kV/mm [15]	31
4.8	Teplotní distribuce napříč vrstvami HVDC kabelu [22]	33

Seznam tabulek

1	Seznam některých evropských HVDC projektů [2]	2
2	Základní parametry AC soustav k propojení	26
3	Základní parametry kabelového HVDC vedení	28
4	Srovnání základních parametrů kabelů využívaných pro HVDC přenos [15]	32
5	Rozměry HVDC kabelů použité pro výpočty [15], [21]	35
6	Hodnoty tepelných vodivostí λ vybraných materiálů [24], [23]	35
7	Hodnoty tepelných vodivostí a teplot dle typu prostředí [22]	36
8	Výsledné hodnoty tepelné analýzy kabelů dle způsobu uložení při monopólní konfiguraci	36
9	Výsledné hodnoty tepelné analýzy kabelů dle způsobu uložení při bipolární konfiguraci	37

Literatura

- [1] E. Maijling. „HVDC - stejnosměrný přenos elektrické energie [online]“. In: *oenergetice.cz* (2017 [Cit. 2021-12-28]). URL: <https://oenergetice.cz/technologie/hvdc-stejnosmerny-prenos-elektricke-energie>.
- [2] Wikipedia contributors. „List of HVDC Projects, Wikipedia [online]“. In: (2022 [[Cit. 2022-05-10]). URL: https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_HVDC_projects.
- [3] „High Voltage Direct Current Transimission [online]“. In: ([Cit. 2021-12-28]). URL: <https://cleanenergygrid.org/wp-content/uploads/2014/08/High-Voltage-Direct-Current-Transmission.pdf>.
- [4] Wikipedia contributors. „High-voltage Direct Current, Wikipedia [online]“. In: (2002 [Cit. 2021-12-28]). URL: https://en.wikipedia.org/wiki/High-voltage_direct_current.
- [5] Tlustý, J., Kyncl, J. a kol. „Monitorování, řízení a chránění elektrizačních soustav [online]“. In: (2011 [Cit. 2022-01-20]). ISSN: 978-80-01-04940-2. URL: <https://www.mpo-efekt.cz/upload/7799f3fd595e1fa66875530f33e8a/cvut-5-monitorovani.pdf>.
- [6] J. Serrano-Sillero, M. Ángeles Moreno, A. Morales. „HVDC grids with heterogeneous configuration stations under DC asymmetrical operation [online]“. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 113 (2019 [Cit. 2021-12-29]). ISSN: 0142-0615. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061518334598>.
- [7] P. Hui, P., Xiaoguang, W. „Research on Key Technology and Equipment for Zhangbei 500kV DC Grid“. In: (2018 [Cit. 2021-12-29]). URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8507575>.
- [8] Wikipedia contributors. „HVDC converter, Wikipedia [online]“. In: (2012 [Cit. 2022-01-15]). URL: https://en.wikipedia.org/wiki/HVDC_converter.
- [9] Flourentzou, N., Agelidis, V. G., Demetriades, G. D. „VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview [online]“. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 24.3 (2009 [Cit. 2022-01-18]). URL: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4773229>.
- [10] Siemens Energy. „High-voltage direct-current (HVDC) converter transformers [online]“. In: ([Cit. 2022-01-15]). URL: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-transmission/portfolio/transformers/hvdc-transformers.html>.
- [11] J. Yang. „Research on Distribution and Shielding of Spatial Magnetic Field of a DC Air Core Smoothing Reactor [online]“. In: (2019 [Cit. 2022-01-20]). URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/5/93>.
- [12] CIGRÉ WG 14-30. „Guide to the specification and design evaluation of AC filters for HVDC systems“. In: *Technical Brochure 139* (1999 [Cit. 2022-01-25]).
- [13] Gunnarsson, S., Jiang, L., Petersson, A. „Active filters in HVDC transmissions [online]“. In: (2005 [Cit. 2022-01-25]). URL: <https://library.e.abb.com>.

- [14] A. Abouzeid. „Investigation of Multi-terminal Voltage Source Converter HVDC for Wind Power Integration [online]“. In: (2016 [Cit. 2022-01-20]). URL: https://www.researchgate.net/publication/322750344_Investigation_of_Multi-terminal_Voltage_Source_Converter_HVDC_for_Wind_Power_Integration.
- [15] Mazzanti, G., Marzinotto, M. „Extruded cables for high-voltage direct-current transmission“. In: *Wiley-IEEE Press* (2013 [Cit. 2022-04-30]), s. 380. ISSN: 9781118590423.
- [16] Christian M. Franck. „HVDC Circuit Breakers: A Review Identifying Future Research Needs [online]“. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* (2011 [Cit. 2022-01-25]). URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5686894>.
- [17] Nguyen, A., Nguyen, T., Hak-Man, K. „Comparison of Different Hybrid Direct Current Circuit Breakers for Application in HVDC system [online]“. In: (Incheon National University, 2016 [Cit. 2022-01-25]). URL: <https://www.ingentaconnect.com/content/>.
- [18] Johannsson S. „IceLink Submarine Power Cable from Iceland to Britain [online]“. In: (2014 [Cit. 2022-04-30]). URL: <https://2veldi.files.wordpress.com/2016/04/icelink-submarine-power-cable-from-iceland-to-britain.pdf>.
- [19] Wikipedia contributors. „NorthConnect, Wikipedia [online]“. In: (2022 [Cit. 2022-05-10]). URL: <https://en.wikipedia.org/wiki/NorthConnect>.
- [20] Colla, L. and Zaccone, E. „HVDC Land and Submarine Cables in the Mediterranean Area [online]“. In: (2018 [Cit. 2022-01-20]). ISSN: 978-8-8872-3740-5. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8577424>.
- [21] Brakelmann, H., Anders, George J. „Current Rating Considerations in Designing HVDC Cable Installations [online]“. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* (2018). DOI: 10.1109/TPWRD.2018.2803279. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8283653>.
- [22] Diban, B., Mazzanti, G., Troia, I., Guerrini, N. „The Effect of Ambient Thermal Properties on Transient Electric Field Distribution and Life Estimation in HVDC Cable Insulation [online]“. In: *Energies* (2021 [Cit. 2022-05-12]). DOI: 10.1109/CEIDP50766.2021.9705397. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9705397>.
- [23] Jörgens, C., Clemens, M. „Electric Field and Temperature Simulations of High-Voltage Direct Current Cables Considering the Soil Environment [online]“. In: *Energies* (2021 [Cit. 2022-05-12]). DOI: 10.3390/en14164910. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/16/4910>.
- [24] Enescu, D., Colella, P, Russo, A. „Thermal Assessment of Power Cables and Impacts on Cable Current Rating: An Overview [online]“. In: *Energies* (2020 [Cit. 2022-05-12]). DOI: 10.3390/en13205319. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/20/5319>.
- [25] IEC 60287. „Electric cables — Calculation of the Current Rating Equations (100% Load Factor) and Calculations of Losses.“ In: *International Electrotechnical Commission IEC* ().